

OSSERVATORIO SULLA POLITICA ENERGETICA FONDAZIONE EINAUDI



Sintesi Ricerca

***IL PROTOCOLLO DI KYOTO, I MECCANISMI
FLESSIBILI E GLI EFFETTI ATTESI SUL SISTEMA
ENERGETICO NAZIONALE***

Roma, 8 luglio 2004

CURATORE:

Stefano DA EMPOLI, OPEF – Fondazione Einaudi e Università “Roma Tre”

AUTORI:

Rossella BASELICE, OPEF – Fondazione Einaudi e Università di Roma “Tor Vergata”

Barbara BERNARDI, Università di Verona

Cristian BOVO, Politecnico di Milano

Chiara CARNABUCI, Università di Roma “La Sapienza”

Cristiana CARLETTI, Università di Roma Tre

Maurizio DELFANTI, Politecnico di Milano

Introduzione

Il Protocollo di Kyoto può essere considerato un significativo tentativo di elaborazione di uno strumento giuridico internazionale nel quale l'elemento del vincolo è stato formulato in maniera flessibile, in modo tale, cioè, che gli obblighi a carico degli Stati che devono ridurre le cosiddette emissioni ad effetto serra (in sostanza, i Paesi più industrializzati) siano modulabili sulla base di un'analisi costi-benefici.

La modulazione potrà avvenire grazie al significativo impiego dei tre cosiddetti meccanismi flessibili: l'emission trading (ET), la joint implementation (JI) ed il clean development mechanism (CDM).

Se l'emission trading consente ad un Paese nel suo complesso (e alle imprese operanti nei singoli Paesi) di vendere l'eventuale surplus di riduzione delle emissioni ai Paesi e alle imprese che sono più in difficoltà nel raggiungimento dei target di Kyoto (cioè sono in grado di rispettarli a un costo relativamente più elevato), la Joint Implementation e il Clean Development Mechanism sono strumenti che consentono la partecipazione a programmi di riduzione delle emissioni rispettivamente nei Paesi in via di transizione e nei Paesi in via di sviluppo, permettendo l'acquisizione di crediti che varranno ai fini del raggiungimento degli obiettivi di abbattimento delle emissioni.

Anche se l'utilizzo di questi strumenti di quasi-mercato è stato previsto come complementare rispetto agli interventi che i singoli Stati sono chiamati ad attuare con misure interne per limitare le proprie emissioni di gas ad effetto serra, il loro ruolo si è andato progressivamente consolidando nel tempo. Dalla parte di invitato di pietra si è trasformato via via in quello di protagonista principale del processo di riduzione delle emissioni, grazie ai notevoli risparmi consentiti rispetto ai costi di abbattimento dei gas.

Cruciale sarà però la possibilità di utilizzare i meccanismi senza essere frenati da vincoli troppo rigidi né dover incorrere in pastoie burocratiche.

In questo senso, la posizione delle istituzioni comunitarie appare determinante nell'assicurare il buon funzionamento dei meccanismi individuati e quindi la loro effettiva utilità, visto il ruolo guida assunto dall'Unione europea nel dare esecuzione agli accordi internazionali in materia.

L'evoluzione della posizione comunitaria verso i meccanismi flessibili: dallo scetticismo all'apertura di credito

A differenza degli Stati Uniti, promotori in prima istanza del principio della flessibilità per l'attuazione dei contenuti del Protocollo, evolutosi nella predisposizione dei tre meccanismi base in esso previsti, l'Unione europea aveva assunto inizialmente una posizione di evidente scetticismo. Tale posizione rispecchiava la preferenza espressa sin dall'inizio degli anni Novanta per un intervento basato sul coordinamento di adeguate politiche ad opera delle istituzioni comunitarie consistenti, ad esempio, nel ricorso a misure di tassazione fiscale sull'utilizzo di fonti energetiche inquinanti.

E' nella Comunicazione della Commissione europea del 19 maggio 1999 (COM (1999) 230 def) che è stata espressa in via iniziale l'intenzione di attuare l'ET sul territorio comunitario, prevedendo una fase pilota al fine di analizzare il fenomeno delle emissioni

e di descrivere i risultati dell'indagine in un apposito Libro Verde sulle Emissioni di Gas ad Effetto Serra e sul commercio nell'Unione Europea (COM (2000) 87 def). In un momento successivo anche le altre istituzioni hanno manifestato la medesima intenzione: nella riunione dei Ministri dell'Ambiente tenutasi a Lussemburgo il 29 ottobre 2001 si è discusso in merito alla elaborazione di un sistema di tale natura basato appunto sulla commercializzazione delle quantità di emissioni di gas ad effetto serra, mentre il Parlamento europeo, già nella risoluzione adottata in relazione al Libro Verde sopra citato, sottolineava che tale sistema sarebbe stato essenziale nella futura politica ambientale dell'Unione.

Sulla base della proposta di direttiva in materia del 23 ottobre 2001, si è proceduto nella elaborazione ed adozione, il 13 ottobre 2003, della direttiva 2003/87/CE.

Nel documento si stabilisce innanzitutto che il processo di determinazione delle quote di emissione e la successiva fase commerciale divengano vincolanti per gli Stati membri dell'Unione a partire dal 2005 (comprendendo, pertanto, anche gli Stati che diverranno membri dell'Unione a partire dal 1° maggio 2004).

Tale processo si struttura in due principali fasi: l'autorizzazione concessa agli impianti di produzione di energia, e la determinazione delle quote di emissione di gas ad effetto serra.

Le modalità di attuazione sono definite direttamente dagli Stati membri, previa approvazione dei piani nazionali da parte della stessa Commissione europea sulla base della verifica di prerequisiti come una adeguata allocazione delle quote di emissione e la predisposizione di misure atte a diminuire la percentuale delle emissioni stesse. I piani nazionali, che, almeno nella previsione legislativa, devono essere pubblicati e notificati alla Commissione e agli Stati membri dell'Unione entro il 31 marzo 2004, copriranno inizialmente il periodo 2005-2008 e, successivamente, avranno durata quinquennale.

I gestori hanno l'obbligo di restituire ogni anno quote di emissioni, proprie o di terzi, pari alle emissioni rilasciate dall'impianto in quel periodo. La mancata osservanza delle modalità di attuazione comporta a carico delle imprese la perdita delle quote di emissione calcolata sulla base del quantitativo di emissioni in eccesso, ed il pagamento di una somma pari a 40 euro per le quote di emissioni in eccesso effettuate nell'anno precedente, per il biennio 2005-2007, e che aumenta sino a 100 euro per le quote di emissioni in eccesso prodotte nell'anno precedente a partire dal 2008.

I settori interessati dall'applicazione dell'ET sono numericamente limitati ma rilevanti sia in termini economici sia in termini di impatto ambientale: si fa riferimento alle emissioni di CO₂ nei settori dell'elettricità, relativamente agli impianti di generazione che superano una produzione di 20MW, alle emissioni derivanti da metalli ferrosi, da materiali da costruzione (cemento, vetro, ceramica), dalla carta. Tuttavia, come indicava la stessa direttiva, si potrebbe andare verso un ampliamento dei settori compresi, su proposta della Commissione europea.

L'opportunità di attivare nel quadro comunitario gli altri due meccanismi flessibili predisposti dal Protocollo di Kyoto, ovvero la *joint implementation (JI)* ed il *clean development mechanism (CDM)* è stata considerata soltanto in tempi recenti.

Anche qui si è partiti da una posizione delle istituzioni comunitarie piuttosto scettica, che si è poi andata ad aprire progressivamente anche grazie alla negoziazione internazionale e alle pressioni provenienti all'interno dagli Stati membri.

Non è un caso che nella proposta di direttiva del 23 ottobre 2001, tali opzioni sono state considerate marginali.

La presentazione, sempre da parte della Commissione, di una proposta di direttiva nel luglio 2003 rappresenta un tentativo di risposta alle esitazioni precedenti: essa ha quale obiettivo quello di mettere in condizione le imprese europee di partecipare ai meccanismi JI e CDM, cercando di delineare i necessari collegamenti con l'operare del meccanismo di *emission trading*. Grazie agli emendamenti adottati dal Parlamento europeo in data 22 aprile 2004, si è abbandonata l'opzione adottare un tetto di utilizzazione delle quote derivanti da progetti JI e CDM pari nel periodo 2008-2012 al 6% delle emissioni, il quale, se raggiunto, avrebbe potuto essere revisionato per il successivo periodo fino ad un massimo dell'8%. Al contrario è stata preferita l'opzione che impegna genericamente gli Stati membri ad utilizzare i due meccanismi in via complementare rispetto all'azione interna, allo scopo di conseguire l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra.

L'impegno dell'Italia

L'Italia, che ha ratificato il Protocollo di Kyoto con legge n. 120 del 1 giugno 2002 e si è quindi impegnata a ridurre le proprie emissioni del 6,5% rispetto ai livelli del 1990, è attualmente impegnata nel recepimento della direttiva comunitaria sull'*emission trading*. L'articolo 7 della Legge comunitaria del 2004 pone una serie di considerazioni che, secondo le intenzioni, informeranno l'effettivo recepimento della direttiva, tra le quali la preoccupazione *“per la sicurezza energetica nazionale e la salvaguardia della competitività del sistema industriale nazionale, l'assenza di effetti distorsivi sulla concorrenza tra le imprese, la coerenza del piano nazionale di assegnazione delle quote di emissione con il piano di azione nazionale per la riduzione dei livelli di emissione dei gas serra e per l'aumento del loro assorbimento, mediante il riconoscimento e la valorizzazione dei livelli di efficienza già raggiunti dal sistema industriale nazionale, con particolare riferimento al settore elettrico”*. Tutto ciò tenendo conto *“sia del rapporto costo ed efficacia delle diverse opzioni tecnologiche per la riduzione delle emissioni per le attività contemplate nella direttiva, sia delle potenzialità di abbattimento dei costi di riduzione delle emissioni, attraverso l'impiego dei meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto, Clean Development Mechanism e Joint Implementation, sia del contenimento dei costi amministrativi per le imprese anche mediante l'utilizzo delle tecnologie informatiche;*

Nel frattempo, è stato elaborato e già sottoposto a consultazione pubblica di tutte le parti interessate lo schema di Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di emissione dei gas ad effetto serra nel triennio 2005-2007. Il documento è stato elaborato di concerto tra il Ministero dell'Ambiente ed il Ministero delle Attività Produttive.

Nello stabilire i tetti alle emissioni nei settori interessati dalla direttiva, si è deciso (o forse sarebbe meglio dire si è preso atto) che la percentuale di emissioni di gas ad effetto serra subirà un lieve aumento, dovuto tra l'altro alla constatazione che *“il potenziale d'abbattimento dei settori regolati dalla direttiva è mediamente più basso rispetto a quello dei settori non coinvolti; i benefici secondari, in termini economici ed ambientali, che hanno portato a privilegiare interventi in settori specifici piuttosto che adottare un impegno di riduzione omogeneo che lascerebbe invariato il contributo relativo dei singoli settori”*.

Una particolare attenzione è stata riservata all'assegnazione delle quote per il settore termoelettrico: in questo contesto sono stati elaborati scenari di emissioni che consentono di rilevare: “[un] aumento delle emissioni da 139,3 Mt CO₂ nel 2000 a 154,5 Mt CO₂ nel periodo 2005-2007 (da considerarsi come media del periodo), e 156 al 2010 (tale valore va considerato come media di un range compreso tra 151 e 161, dipendendo l'esatto valore dall'effettivo tasso di crescita della domanda e dalla completa attuazione delle azioni di riduzione); la crescita della domanda elettrica prossima al 3%, con leggera espansione della capacità di importazione, che tuttavia non eviterà l'aumento della produzione interna di elettricità da combustibili fossili; la forte crescita della produzione di elettricità da cogenerazione da grandi impianti di nuova realizzazione e da fonti rinnovabili; l'espansione rilevante dei cicli combinati a gas naturale e il prevedibile declino degli impianti a olio combustibile; il probabile persistere di un significativo ruolo delle importazioni; crescita del ricorso a carbone con una quota che salirà dal 10% del 2000 al 15% nel 2010, livello inferiore della metà rispetto alla media Europea”.

Una questione cruciale verterà sull'allocazione delle quote ai nuovi entranti, cioè a tutti i nuovi impianti, quelli che hanno effettuato ripotenziamenti o modifiche di regime (ovvero una modifica del proprio funzionamento). La definizione della riserva dei nuovi entranti è uno dei fattori che più impattano sulle ricadute del mercato dei diritti di emissione sul costo dell'energia.

Qualche previsione sui prezzi dei diritti di emissione: uno scenario soft v. uno scenario hard

La maggior parte degli studi che stimano il potenziale valore dei diritti di emissione fa ricorso a modelli di emission trading che impiegano curve del “costo marginale di abbattimento” di una tonnellata di anidride carbonica. L'ipotesi dietro le curve MAC è che il costo del diritto di emissione sia equivalente al costo di eliminazione di una tonnellata di CO₂ da parte dell'impianto marginale, ossia quello che deve sopportare i maggiori costi in termini di investimenti necessari per il rispetto dei parametri di Kyoto. I costi marginali di abbattimento variano da paese a paese sulla base di tre fattori principali:

- 1) il livello iniziale dei prezzi dell'energia;
- 2) la struttura dell'offerta di energia;
- 3) il potenziale sviluppo di fonti di energia carbon-free.

La simulazione OPEF si basa sul modello POLES, sviluppato dall'istituto IEPE (Grenoble, Francia). Si tratta di un modello di equilibrio economico parziale, che divide il sistema energetico mondiale in 30 aree, fornendo proiezioni sugli scenari energetici e sulle emissioni di CO₂ fino al 2030. Esso combina caratteristiche dei modelli top-down, in cui i prezzi giocano un ruolo fondamentale nell'aggiustamento delle altre variabili, con alcune caratteristiche dei modelli bottom-up, trattando con un significativo grado di dettaglio la tecnologia.

Si sono quindi applicate le curve MAC del modello POLES ai dati contenuti nei Piani Nazionali di Allocazione. Questi ultimi forniscono, tra l'altro, oltre i dati sulle emissioni allocate, che rappresentano il limite massimo di CO₂ che i singoli paesi possono emettere, anche le emissioni previste in ciascuno dei tre anni considerati, ottenute

ipotizzando l'assenza di specifiche misure di politica ambientale per contenere le emissioni, ossia nello scenario BAU (Business As Usual).

Confrontando per ciascun paese le emissioni previste con il limite massimo, si ottiene l'ammontare di riduzioni che tale paese deve effettuare per rispettare il tetto consentito. Sommando le riduzioni di emissioni che i singoli Stati Membri devono effettuare, si ha l'ammontare di riduzioni complessivo che compete all'Unione Europea. Tale somma va interpretata come valore di ascissa da proiettare sulla curva MAC aggregata dell'Unione al fine di ottenere il costo relativo a quell'ammontare di riduzioni, che non è altro che il prezzo di mercato dei diritti di emissione. Lo stesso tipo di procedimento è stato ripetuto per ciascuno dei tre anni

In base al procedimento sinteticamente descritto, si ottiene un prezzo di 5.5 € per il 2005, 6 € nel 2006, 7.5 € nel 2007. Un prezzo molto più basso di quello anticipato da molti modelli di previsione, che tiene conto dell'over-allocation prevista dagli Stati membri dell'Unione nei loro piani di allocazione (con un conseguente rilassamento del vincolo quantitativo).

Per tener conto di un possibile (ma ancora tutto da dimostrare) esito della negoziazione tra la Commissione europea e i singoli Stati membri, abbiamo testato l'ipotesi in cui la Commissione Europea richieda a ciascuno dei 15 vecchi Stati Membri di ridurre i tetti presentati negli attuali Piani in maniera via via crescente durante il triennio 2005-07, e precisamente del 5% rispetto alle emissioni allocare per il 2005, del 7.5% per il 2006 e del 10% per il 2007. Per i 10 nuovi Stati, invece, si è ipotizzato che la Commissione non faccia loro nessuna richiesta, dato che per essi non sono previsti vincoli di riduzione. In tal caso, i risultati sono molto differenti.

Un apparentemente modesto taglio delle emissioni si riflette in un aumento dei prezzi fino al 400% circa (14 € per il 2005, 20.5 € nel 2006, 28.5 € nel 2007).

In entrambi i casi si assiste ad un graduale aumento del prezzo dei diritti di emissione nel corso del triennio, a causa della maggiore stringenza dei tetti per alcuni Paesi negli anni 2006 e 2007, in previsione delle riduzioni da conseguire nel periodo successivo.

Simulando l'impatto dell'ET sui costi di produzione dell'elettricità: il range dei possibili risultati passando dal best case scenario al worst case scenario

Successivamente, abbiamo incorporato i risultati della simulazione sui prezzi dei diritti di emissione in un modello di rete del mercato elettrico italiano, originariamente sviluppato dal Politecnico di Milano per simulare il mercato elettrico, per verificare l'impatto sui costi di produzione dell'energia elettrica.

La procedura di seguito descritta è quindi adatta a risolvere il problema relativo alla stima delle ore di funzionamento di un impianto. Essa trae spunto da dove, però, non fu presa in considerazione la problematica associata ai diritti di emissione. La simulazione del mercato elettrico richiede la conoscenza delle offerte presentate sul mercato dai vari attori. Tali offerte saranno simulate in assenza di strategia, ossia rendendole aderenti ai costi marginali di produzione, aumentati del costo dovuto alle emissioni di CO₂.

Mentre il costo marginale di produzione è noto (conoscendo la tipologia di impianto) ed è indipendente dal modo con cui l'impianto è esercito, il costo associato alla CO₂ inteso

come costo medio per ogni MWh di energia prodotta, è funzione, come ovvio, sia dal costo della CO₂, sia dalla quota di diritto ad emettere assegnata all'impianto stesso. Tale quota dipende a sua volta dalla stima delle ore di funzionamento, per cui è necessario adottare una procedura di tipo iterativo per determinare sia il numero di ore di funzionamento annue equivalenti alla potenza massima, sia il valore del livello.

Poiché la procedura richiede di simulare il comportamento degli impianti sul mercato elettrico per l'intero anno a cui si riferisce il calcolo del livello, la curva cumulata di durata del carico è stata discretizzata in 24 intervalli ciascuno di ampiezza pari a $8760/24 = 365$ ore.

Tale simulazione riguarda solo la sessione del mercato del giorno prima poiché è in tale sessione che si contrattano i maggiori quantitativi di energia.

Poiché la procedura introdotta è iterativa, la sua inizializzazione prevede che si ipotizzi un valore delle ore di utilizzazione per ogni impianto che consenta di calcolare il livello iniziale, per pervenire quindi a una prima suddivisione dei diritti di emissione. Noto questo valore è possibile calcolare anche le emissioni previste e quindi il costo annuo associato all'emission trading, e di conseguenza il costo medio per l'emissione associata alla produzione di un MWh di energia.

Tale costo è sommato al costo marginale di produzione pervenendo così all'offerta (nell'ipotesi di trascurare le strategie di offerta) che l'impianto presenta sul mercato che viene utilizzata per simulare il mercato elettrico nei ventiquattro intervalli sopra citati. In funzione delle ore e della potenza che l'impianto è chiamato a produrre in esito alla simulazione, è possibile calcolare un nuovo valore di ore di utilizzazione alla potenza massima. Se la massima differenza tra le ore stimate e quelle realizzate nella simulazione del mercato per l'intero anno (i 24 intervalli) è inferiore a una certa tolleranza (assunta pari a 100 ore) la procedura termina, altrimenti si aggiornano le ore di utilizzazione con quelle appena determinate, e si ripete la procedura fino al raggiungimento della convergenza. In esito a ciò è noto il costo di produzione di ciascun impianto che include il costo marginale di produzione e il costo medio per l'emissione di CO₂, le ore di utilizzazione e anche il costo medio annuo a livello nazionale per la produzione di energia elettrica.

In linea di principio, se la riserva (o la quota per gli impianti già esistenti) fosse molto alta, a un impianto potrebbe essere assegnato un diritto di emissione maggiore rispetto alla quota che nell'anno si prevede che l'impianto stesso possa emettere.

Nel piano di allocazione implementato in questa ricerca, si sono ipotizzate due alternative nel caso in cui si verificasse una situazione di questo genere. La prima lascia inalterato il valore del diritto al singolo impianto. Tuttavia, il titolare di tale impianto non può rivendere la quota in eccesso del proprio diritto. Anche se del tutto legittimo in base alla direttiva europea, questo comporta lo "spreco" delle quote in eccesso senza quindi ottenere vantaggi né per il sistema nel suo complesso, né per il titolare di tali quote. La seconda ipotesi, invece, consiste nel trasferire le quote in eccesso agli impianti che sono deficitari dei diritti di emissione. La somma delle quote totali in eccesso viene ridistribuita proporzionalmente al già noto livello. Questa seconda opzione non comporta alcuna variazione per l'impianto assegnatario delle quote in eccesso, poiché in entrambe le ipotesi il costo medio associato alla CO₂ risulta comunque nullo. Il vantaggio, invece, è per il sistema elettrico nel suo complesso in quanto tale meccanismo

consente di non sprecare le quote di CO₂ contribuendo così a mantenere più basso il costo medio di produzione dell'energia elettrica.

Dai risultati numerici ottenuti secondo i vari scenari (8 per ciascuno dei tre anni), si ottiene un range di variazione del costo medio di produzione dell'energia elettrica (che prevedibilmente si rifletterà in un aumento dei prezzi finali) compreso tra l'1,5% e il 9,5% nel 2005, tra l'1,7% e il 13,5% nel 2006 e tra il 2,5% e il 19%.

Naturalmente, come è ovvio, la gran parte della differenza tra i risultati è spiegata dall'adozione di uno dei due scenari di prezzo dei diritti di emissione.

Si osserva inoltre come, in generale, il piano di allocazione che consente di riassegnare le quote in eccesso di CO₂ agli impianti deficitari permette di abbassare il costo medio di produzione. Gli impianti ai quali risulta assegnata una quota di CO₂ maggiore di quella che producono appartengono alla categoria dei nuovi entranti, mentre quelli preesistenti risultano deficitari. Tale esito era prevedibile, osservando il valore della riserva previsto dal PNA sul totale della quota assegnata al settore termoelettrico non cogenerativo, mentre la quota complessiva di potenza associata ai nuovi entranti, specialmente nel 2005, è decisamente più bassa rispetto a quelli già esistenti.

Si osservi anche che le differenze di prezzo tra gli scenari a basso ed elevato prezzo dei diritti di emissione sono di gran lunga inferiori alle differenze di prezzo dei diritti. Ciò è dovuto al fatto che gli impianti affetti da un maggior costo dovuto alla CO₂ (che sono quelli preesistenti, sia perché partecipano alla suddivisione di un diritto ad emettere minore di quello assegnato ai nuovi entranti, sia perché sono prevalentemente costituiti da cicli tradizionali a olio combustibile) costituiscono i generatori marginali e perciò entrano in servizio solo nelle condizioni di carico più elevato. Quindi il loro effetto sul costo medio annuo è limitato.

Le imprese stanno a guardare: i risultati di un questionario

Hanno risposto al questionario quasi tutte le principali imprese del settore, cioè quelle che per dimensioni e know how possono essere interessate a partecipare a progetti JI e CDM, oltre che all'ET.

La maggior parte degli intervistati (80%) ha dichiarato di conoscere più o meno bene il mercato dell'emission trading.

Analogamente si osserva come solo due su quindici dei rappresentanti delle imprese che hanno risposto al questionario abbiano affermato di essere scarsamente preparati sul piano nazionale di allocazione dei diritti di emissione.

Tutti gli intervistati che hanno indicato di essere almeno sufficientemente informati sul mercato dell'emission trading hanno come minimo una discreta preparazione sul piano nazionale di allocazione dei diritti di emissione.

La maggioranza degli intervistati (60%) dichiara che il prezzo dei diritti di emissione potrebbe influenzare le scelte di investimento della sua azienda, anche spingendola ad investire in mercati esteri (partecipando a progetti JI o CDM) laddove oggi non lo faccia e non preveda di farlo.

Sono più numerose le imprese disposte a cambiare le proprie scelte di investimento per elevati valori del prezzo dei diritti di emissione, mentre le aziende più inclini ad investire

all'estero, come è ovvio, modificherebbero le proprie decisioni in corrispondenza di prezzi anche più bassi.

Passando alla parte del questionario riguardante l'atteggiamento delle imprese del settore verso JI e CDM, il 27% delle aziende ha dichiarato di avere già predisposto progetti o bozze di progetto nell'ambito degli schemi JI e CDM.

Gli investimenti programmati sono destinati per la maggior parte all'Europa dell'Est e al Nord Africa (il 48% delle scelte di investimento nell'ambito dei due programmi).

Numerosi sono i fattori indicati come cause disincentivanti la partecipazione ai progetti JI e CDM. Mentre il 26% delle aziende intervistate mostra una preferenza per investimenti rivolti al mercato interno, si nota come il 23% di esse nutra dubbi sull'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto ed il 22% riscontri invece incertezza sul link tra i crediti derivanti dall'implementazione di progetti JI e CDM ed il mercato dell'emission trading. Dal che se ne deduce che una maggiore chiarezza sul funzionamento dei meccanismi flessibili favorirebbe un'adesione superiore a progetti di questo tipo.

Tra l'altro il 53% degli intervistati si dichiara discretamente interessato ai Carbon Fund istituiti presso la Banca mondiale o ad altri strumenti finanziari che offrono alle aziende già adesso la possibilità di acquistare riduzioni di CO₂ derivanti da progetti CDM. Soltanto il 13% delle risposte rivelano uno scarso interesse contro un'80% di pareri comunque favorevoli.

Una buona notizia per il Governo italiano, che tramite un accordo promosso dal Ministero dell'Ambiente, ha istituito presso la Banca Mondiale un apposito fondo, denominato *Italian Carbon Fund*, volto a finanziare i progetti di JI e CDM che vedono il nostro Paese quale investitore nei Paesi con economie in transizione e nei Paesi in via di sviluppo. Tale Fondo è stato dotato di un capitale iniziale pari a 15 milioni di dollari, ed è aperto, dal 1 gennaio 2004, ad ulteriori contributi di natura sia pubblica che privata, i quali dovranno essere versati entro una certa scadenza, inizialmente fissata in 1 anno, per un importo non inferiore a 1 milione di dollari (pagabile anche sotto forma di rate annuali nel decennio di operatività del Fondo). E' evidente che i soggetti privati giocheranno un ruolo nevralgico nel funzionamento di questo Fondo.

Per ora le aziende italiane sono state alla finestra, anche per i motivi ricordati dal questionario. Con la partenza effettiva del mercato europeo dei diritti di emissione e la definizione del link con JI e CDM, si spera di poter recuperare in fretta.

Altrimenti, sarà difficile poter centrare il target di riduzione che ci siamo impegnati a rispettare ratificando il Protocollo di Kyoto. Con la conseguente necessità di doverlo rinegoziare, in primo luogo con i nostri partner europei. Una missione tutt'altro che semplice nel punto in cui ci troviamo.