

Certificati verdi, certificati bianchi e mercato delle emissioni: strumenti di incentivazione per l'energia sostenibile

di Andrea Marroni

SEZIONE I

1. L'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili: dal sistema delle tariffe fisse agevolanti introdotto dal provvedimento CIP 6/92 ai "certificati verdi". 2. Il ruolo del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) nel nuovo sistema. 3. Il Gestore del Mercato Elettrico (GME): la piattaforma per la compravendita dei certificati verdi. 4. Prezzo e volume degli scambi. 5. Bancabilità dei certificati verdi. 6. Riconoscimento dell'incentivo anche all'energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta all'estero: condizioni e requisiti.

SEZIONE II

1. Un nuovo strumento di promozione del risparmio energetico: introduzione ai "certificati bianchi" (Titoli di efficienza energetica). 2. Il mercato dei certificati bianchi. 3. L'uso razionale ed efficiente dell'energia. Le *Energy Services Company* (E.S.Co.).

SEZIONE III

1. I permessi di inquinamento negoziabili: l'*International Emissions Trading (IET)* istituito all'art. 17 del Protocollo di Kyoto e la Direttiva 2003/87/CE. 2. Cenni sul sistema europeo per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra. 3. Benefici per le imprese e benefici ambientali derivanti dallo scambio di quote di emissione. 4. Recepimento della direttiva *Emissions Trading* in Italia: il D. Lgs. 4 aprile 2006, n. 216. 5. L'*Italian Carbon Fund*. 6. Le borse delle quote di emissioni. 7. Il prezzo delle quote di emissioni.

SEZIONE I

1. L'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili: dal sistema delle tariffe fisse agevolanti introdotto dal provvedimento CIP 6/92 ai "certificati verdi".

La materia delle fonti energetiche rinnovabili è oggi disciplinata in via generale dal D. Lgs. n. 387/2003, di attuazione della direttiva 2001/77/CE, *"relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"*.

Ex art. 2, co. 1, lett. a) del Decreto Lgs. n. 387/2003, le fonti rinnovabili d'energia sono le seguenti: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse¹, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

¹ Per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.

Nonostante l'art. 12 dello stesso Decreto abbia ulteriormente semplificato le procedure amministrative per la realizzazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili², attualmente la produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia è meno di 60 TWh / anno³. Anche per merito della spinta degli impegni assunti nell'ambito del Protocollo di Kyoto (ma soprattutto per la corsa verso l'alto dei prezzi del petrolio, che dovrebbe spingere sempre di più la ricerca di alternative che garantiscano soluzioni economiche), si prevede che nel 2010 si passi a circa 76 TWh / anno⁴.

In materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate si sono susseguiti negli ultimi venti anni interventi che dimostrano l'esistenza di una politica organica di sostegno.

A partire dalla Legge n. 308/1982⁵ attuativa del Piano Energetico Nazionale del 1981 deliberato dal CIPE (relativo al periodo 1981-1990), per arrivare all'art. 22 della L. n. 9 del 9 gennaio 1991⁶ che, in un contesto di rigorosa riserva allo Stato di tutte le attività elettriche⁷, liberalizza completamente il mercato della produzione da fonti rinnovabili o assimilate.

Nel mese di aprile 1992, il Comitato Interministeriale Prezzi, in attuazione della legge n. 9/1991, adotta la delibera CIP 6, con cui si passa dal contributo in conto capitale⁸ alla erogazione di incentivi alla produzione energetica da fonti rinnovabili e assimilate.

Fissando tutte le condizioni per la vendita all'ENEL da parte dei privati dell'elettricità così prodotta⁹, veniva riconosciuto un "sovrapprezzo" graduato a seconda del maggiore o minor costo della fonte utilizzata ed applicabile (l'incentivazione era differenziata per tecnologia), per un periodo di otto anni, a beneficio degli impianti entrati in esercizio dopo il 30 gennaio 1991¹⁰.

L'art. 11 del D. Lgs. N. 79/1999 (*"Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica"*: il c.d. Decreto Bersani che disciplina l'intera materia del mercato nazionale dell'energia elettrica) prevede il superamento del sistema CIP 6 per passare ad un meccanismo di mercato competitivo basato sui "Certificati Verdi", titoli annuali che attestano la produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate.

² Si veda F. NICOLETTI, *Lo sviluppo e la promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili alla luce del d. Lgs. 29 dicembre 2003*, n. 387, in *D Ec*, p. 367 ss..

³ Recenti rapporti che fotografano il settore ci dicono che le fonti rinnovabili hanno avuto uno sviluppo contenuto: sul totale dei consumi nazionali, la quota (escludendo idroelettrico e rifiuti) è passata dal 2,7% del 1995 al 3,9% del 2004.

⁴ Si veda la Deliberazione CIPE n.123, 19 dicembre 2002: *"Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra"*, che ha fatto seguito alla deliberazione CIPE n. 137, 19 novembre 1998: *"Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra"*.

⁵ *"Norme sul contenimento dei consumi energetici, lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e l'esercizio di centrali elettriche alimentate con combustibili diversi dagli idrocarburi"*.

⁶ *"Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali"*.

⁷ Derivante dalla c.d. nazionalizzazione del 1962.

⁸ Nel sistema di incentivazione "in conto capitale", gli incentivi sono legati agli importi complessivi degli investimenti strutturali.

⁹ Non sarà affrontato in questa sede il tema della trasmissione (o trasporto) di energia e della deroga al principio di imparzialità nel dispacciamento di cui godono gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili o assimilate.

¹⁰ La componente incentivante era a carico del conto *"Sovrapprezzo per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate"* gestito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Si tenga a mente che l'art. 7, co. 3, della L. n. 481/1995 ha successivamente operato una sorta di legificazione del provvedimento CIP 6/92.

Il Certificato Verde¹¹ (uno ogni 50 MWh¹²) è attribuito all'energia elettrica prodotta mediante l'uso di fonti energetiche rinnovabili¹³, da impianti entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e per i primi 8 anni di esercizio degli stessi¹⁴.

Tale titolo è un possibile strumento alternativo per soddisfare l'obbligo, imposto a decorrere dal 2002 ad ogni produttore/importatore di energia, di immettere annualmente in rete una quota minima di energia prodotta da fonti rinnovabili pari al 2% di quanto prodotto e/o importato da fonti convenzionali nell'anno precedente. Per ottenere il certificato verde, si può identificare un presupposto soggettivo: l'ottenimento della certificazione che il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale rilascia agli impianti alimentati da fonti rinnovabili¹⁵, e di un presupposto oggettivo: la concreta immissione in rete dell'energia generata¹⁶.

Per gli anni successivi al 2002, il Decreto Bersani prevedeva incrementi percentuali della predetta quota, da decidersi successivamente. A partire dall'anno 2004 e fino al 2006, l'art. 4 comma 1 del D.Lgs. 387/2003 ha incrementato la quota d'obbligo annuale di 0,35 punti percentuali¹⁷.

Gli incrementi della quota minima d'obbligo per il triennio 2007-2009 e 2010-2012 verranno stabiliti con decreti emanati dal nuovo Ministero dello Sviluppo (ex Attività Produttive).

L'innalzamento progressivo di questa percentuale determinerà un incremento del prezzo dei certificati verdi e, di conseguenza, sarà incoraggiato lo sviluppo e realizzazione di nuovi impianti per la produzione di energia pulita: nella strutturazione finanziaria di un impianto a fonte rinnovabile, il contributo offerto dal sistema è cruciale e offre la garanzia di sostenibilità economica.

Il legislatore impone una spinta alla produzione di energia pulita anche con il d. Lgs. 30 maggio 2005, n. 128 concernente "*Attuazione della direttiva 2003/30/CE relativa alla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti*". Il provvedimento è finalizzato alla promozione dell'uso di biocarburanti (carburanti liquidi o gassosi per i trasporti, ricavati dalla biomassa) o di altri carburanti rinnovabili in sostituzione del diesel o della benzina.

¹¹ I Certificati Verdi sono definiti all'art. 2, co.1, lett. o) del Decreto Lgs. n. 387/2003 come "diritti di cui al comma 3 dell'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, rilasciati nell'ambito dell'applicazione delle direttive di cui al comma 5 dell'art. 11 del medesimo decreto legislativo".

¹² La Legge 239 del 23 agosto 2004 ("*Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*": la c.d. Legge Marzano) ha ridotto a 0,05 GWh la taglia del "certificato verde" (che in precedenza era pari a 0,1 GWh) per facilitare l'emissione di certificati verdi a beneficio di impianti di piccola taglia.

¹³ L'art. 1, co. 71 della Legge Marzano estende il meccanismo dei certificati verdi anche alle seguenti fonti non rinnovabili: l'energia elettrica prodotta con l'utilizzo dell'idrogeno, l'energia elettrica prodotta con l'utilizzo delle celle a combustibile, l'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento.

A questa disposizione ha fatto seguito il D.M. 24 ottobre 2005, che detta "*direttive per la regolamentazione della emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239*".

Si veda per un commento, D. VERDESCA, *Fonti rinnovabili e teleriscaldamento rilanciano il mercato dei certificati verdi*, in *Ambiente e Sicurezza*, 21 febbraio 2006, n. 4, p. 74 ss..

¹⁴ Circa gli impianti alimentati a biomasse o rifiuti, ad esclusione delle centrali ibride, si tenga presente l'art. 20, co. 6 del D. Lgs. n.387/2003 che prevede la possibilità di elevare il periodo di riconoscimento dei certificati verdi.

Tale elevazione è stata specificata in quattro anni ulteriori ai primi otto anni di esercizio, in misura corrispondente al 60% della produzione energetica annua netta realizzata in ciascuno di tali quattro anni (art. 5, co. 2 del D. M. 24 ottobre 2005 "*Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79*").

¹⁵ L'art. 11, co. 2, D. Lgs. n. 387 dispone che il produttore la cui produzione annua sia non inferiore a 100 MWh ha diritto al rilascio di una «garanzia di origine» che riporti: l'ubicazione dell'impianto, la fonte energetica rinnovabile da cui è stata prodotta l'elettricità, la tecnologia utilizzata, la potenza nominale dell'impianto, la produzione netta di energia elettrica, ovvero, nel caso di centrali ibride, la produzione imputabile, riferita a ciascun anno solare.

¹⁶ Per questa osservazione e per la considerazione che i certificati verdi, in quanto mediati dalla necessità di ricorrere al mercato per usufruirne, sono da considerare "agevolazioni indirette", si veda L. RINALDI, *I certificati verdi: trattamento contabile e rappresentazione in bilancio*, in *Rivista dei Dottori Commercialisti*, 2005, p. 661 ss..

¹⁷ In altre parole, la quota d'obbligo per il 2005 corrisponde al 2,7%; per il 2006 al 3,05%.

In base alla direttiva 2003/30/CE tutti i carburanti per i mezzi di trasporto dovranno contenere una quota minima di combustibili rinnovabili¹⁸. Dal 1° luglio u.s. almeno l'1% dei carburanti utilizzati per il trasporto deve essere di origini vegetale. La percentuale dovrà arrivare al 5,75% entro il 2010¹⁹.

Infine, nel trattare l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate, vale la pena menzionare l'art. 7²⁰ del D. Lgs. n. 387/2003, sulla base del quale è stato emanato il Decreto del Ministero delle Attività Produttive (di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio) 28 Luglio 2005, dove sono definiti i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica dalla fonte solare.

Il Decreto ha introdotto una forma di incentivo economico per la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici, consentendo la vendita alla rete nazionale a prezzo maggiorato²¹ con il meccanismo del "conto energia".

Il sistema di incentivi "in conto energia" funziona sotto forma di contributi assegnati dagli Stati ai produttori in relazione alla quantità di energia erogata in un determinato periodo di tempo dall'impianto installato. Rappresenta per il beneficiario una forma di investimento, avendo come obiettivo la remunerazione oltre ai valori di mercato per la sola produzione di energia elettrica da fotovoltaico. Si consente agli impianti installati dopo il 1 settembre 2005 di beneficiare per venti anni di una tariffa incentivata per ogni KWh prodotto, con un limite massimo di capacità incentivabile che è oggi pari a 500 MW²².

In confronto al sistema di incentivi "in conto capitale", è un sistema che riduce i passaggi burocratici ed incoraggia a mantenere l'impianto in piena efficienza, andando a premiare la produzione.

¹⁸ Si tratta di una misura che offre una importante prospettiva al settore agricolo.

Nella Direttiva si tiene in considerazione l'esistenza di un'ampia gamma di biomassa che potrebbe essere usata per produrre biocarburanti, proveniente dai prodotti agricoli e forestali nonché da residui e rifiuti della silvicoltura e dell'industria silvicola e agroalimentare. Vengono riconosciuti come biocarburanti: il bioetanolo (che si ottiene dalla distillazione dello zucchero da barbabietola o da vari altri tipi di cereali), il biodiesel (che si ricava da piante oleaginose come la colza e il girasole), il biogas carburante, il biometanolo, il biodimetil-etere, il bio-etil-ter-butyl-etere, il bio-metil-ter-butyl-etere, i biocarburanti sintetici, il bioidrogeno e l'olio vegetale puro.

¹⁹ L'art. 3 del d. Lgs. 128/2005 fissa i seguenti "obiettivi indicativi nazionali": entro il 31 dicembre 2005: 1%; entro il 31 dicembre 2010: 2,5%.

²⁰ "Disposizioni specifiche per il solare".

²¹ Per un approfondimento, si rimanda a D. VERDESCA, *Conto energia e certificati: le opportunità del mercato finanziario*, in *Ambiente e Sicurezza*, 20 dicembre 2005, n. 1, p. 29 ss.; *Per incentivare gli impianti fotovoltaici attivato in Italia il "Contoenergia"*, in *Ambiente e Sicurezza*, 7 febbraio 2006, n. 3, p. 88 ss.

²² L'ampliamento della capacità incentivabile è stato introdotto con il D.M. 6 febbraio 2006 ("Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare"), in seguito alla eccezionale richiesta di incentivi per il fotovoltaico tramite il conto energia. Con il limite di 100 MWh precedentemente posto, molte domande non hanno avuto possibilità di accesso al finanziamento.

2. Il ruolo del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) nel nuovo sistema.

Gestore e garante del corretto funzionamento del nuovo sistema **di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (www.grtn.it)²³, s.p.a. sotto il controllo del Ministero dell'Economia concessionaria delle attività di trasmissione e dispacciamento²⁴.

Il GRTN ha il compito di emettere i certificati verdi²⁵ e di verificare l'adempimento degli impegni da parte dei soggetti obbligati²⁶.

Più in generale, il GRTN ha un ruolo da protagonista in materia di fonti energetiche rinnovabili essendo designato dall'art. 11, co. 2, D. Lgs. 387/2003 come il soggetto che deve rilasciare la "garanzia di origine dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili" di cui all'art. 11, co. 1, D. Lgs. 387/2003²⁷. Il diritto al rilascio è condizionato ad una soglia di produzione annua (o di produzione imputabile a fonti rinnovabili nelle centrali ibride) non inferiore a 100 MWh²⁸. E' stata definita una procedura che fornisce agli operatori una guida tecnica per poter richiedere volontariamente al GRTN il rilascio della garanzia. La richiesta della garanzia al GRTN è annuale e deve necessariamente essere preceduta dalla identificazione tecnica dell'impianto. (Anche l'identificazione tecnica dell'impianto è effettuata dal GRTN).

E' importante sottolineare infine che è ancora il GRTN a rilasciare la certificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (IAFR) idonei alla fruizione degli incentivi (art. 5, co. 1, D.M. 11 novembre 1999).

Per la qualifica IAFR, il GRTN deve accertare il possesso di una serie di requisiti previsti in base al D. M. 11 novembre 1999, al D.M. 18 marzo 2002 ed al decreto legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003²⁹.

²³ Il Grtn – Gestore del Sistema Elettrico dal 1° ottobre 2006 cambierà nome e si chiamerà Gse – Gestore dei Servizi Elettrici.

La decisione è stata deliberata dall'assemblea degli azionisti della società Grtn volendo evidenziare la missione di soggetto fornitore di servizi nel settore elettrico.

La riunificazione tra proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale, disposta dal Dpcm dell'11 maggio 2004 ha determinato il trasferimento a Terna S.p.a. di tutte le risorse (impianti e personale) dedicate al dispacciamento, alla pianificazione, allo sviluppo ed al controllo della rete. La società quindi, pur non svolgendo il ruolo di Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, ha mantenuto le competenze necessarie allo svolgimento di importanti "servizi di sistema", che il Dlgs 79/99 gli aveva affidato, proprio in virtù di soggetto indipendente operante nel settore elettrico.

²⁴ Sotto il profilo sostanziale e funzionale, il GRTN, soprattutto per la posizione di concessionario unico necessario (in regime di monopolio naturale) è un ente di natura pubblica.

²⁵ Art. 5 ("Modalità di rilascio dei certificati verdi"), co. 3, del D. M. 24 ottobre 2005 "Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79".

²⁶ Art. 7 ("Verifica annuale di adempimento all'obbligo") del Decreto citato in nota precedente.

²⁷ La "garanzia di origine" sostituisce la "certificazione di provenienza" definita nell'ambito delle direttive di cui all'art. 11, co. 5 del decreto Lgs. n. 79/1999.

²⁸ Vedi nota 15.

²⁹ Possono ottenere la qualificazione IAFR gli impianti entrati in esercizio successivamente al 1° aprile 1999 a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento totale o parziale, riattivazione e gli impianti che operano in co-combustione entrati in esercizio prima del 1° aprile 1999.

Il GRTN ha sviluppato una Procedura tecnica per la qualificazione IAFR, nella quale sono previste le modalità di presentazione delle domande e dei principali allegati tecnici.

Una apposita Commissione di Qualificazione provvede all'esame della domanda e quindi al riconoscimento della qualifica. L'elenco degli impianti qualificati, sia in esercizio che in costruzione, è pubblicato annualmente, ed è disponibile nel "Bollettino Impianti Qualificati".

3. Il Gestore del Mercato Elettrico (GME): la piattaforma per la compravendita dei certificati verdi.

I certificati verdi sono scambiabili o mediante contrattazione bilaterale o sul mercato organizzato dal Gestore del Mercato Elettrico (www.mercatoelettrico.org)³⁰.

Il GME è la s.p.a., costituita dal GRTN, a cui è affidata l'organizzazione e la gestione economica del mercato elettrico³¹.

Tale mercato, comunemente indicato come "Borsa dell'energia"³², consentirà a produttori, consumatori e grossisti di comprare o vendere sul mercato quantitativi di energia elettrica. Il mercato elettrico si articola in due mercati dell'energia (il c.d. mercato del giorno prima dell'energia³³ e il c.d. mercato di aggiustamento³⁴), il mercato del servizio di dispacciamento³⁵, il mercato dei Certificati Verdi ed il mercato dei Certificati Bianchi.

Previa domanda al GME e conseguente ottenimento della qualifica di operatore del mercato, al Mercato dei Certificati Verdi possono partecipare (*ex art. 82 della Disciplina del Mercato Elettrico*) tutti gli operatori del settore dell'energia elettrica, come acquirenti o venditori, il GRTN, i produttori nazionali ed esteri, gli importatori, i clienti grossisti e le formazioni associative (Associazioni di consumatori e utenti, ambientaliste, sindacati)³⁶.

A ciascun operatore autorizzato a partecipare al mercato viene attribuito un conto in proprietà, dove vengono contabilizzate e registrate tutte le operazioni relative all'emissione e acquisto di Certificati Verdi.

Per garantire il buon esito delle transazioni effettuate sul mercato, i vari partecipanti sono tenuti a versare al GME un deposito cauzionale in conto prezzo, a garanzia delle operazioni che effettueranno³⁷. Tale ammontare

³⁰ Art. 6 ("Contrattazione dei certificati verdi") del D. M. 24 ottobre 2005 "Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79".

³¹ Si veda l'art. 5 del D. Lgs. n. 79/1999. Con l'avvio operativo del GME, avvenuto l'8 gennaio 2004, è nato il primo mercato all'ingrosso organizzato dell'elettricità in Italia. L'ordine giuridico del mercato libero dell'energia è ora disciplinato con il D.M. 19 dicembre 2003 "Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico".

³² Sul Mercato dell'Energia le transazioni si svolgono in una piazza virtuale alla quale gli operatori si connettono per via telematica con procedure di accesso sicuro, per la conclusione *on-line* di contratti di acquisto e di vendita.

³³ In questo mercato si scambia energia elettrica e si formano i relativi prezzi dell'energia per ciascuna ora del giorno successivo, sulla base di offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica presentate dagli operatori. In questo modo si cerca di garantire l'equilibrio fra la domanda e l'offerta.

³⁴ In due sessioni - la prima successiva al mercato del giorno prima e la seconda all'inizio del giorno a cui si riferiscono le contrattazioni - si rendono possibili delle variazioni degli impegni di acquisto e di vendita dell'energia rispetto a quelli contrattati sul mercato del giorno prima.

³⁵ Aggrega in un'unica sessione di mercato i mercati per la risoluzione delle congestioni, mercato della riserva e mercato di bilanciamento. In detta sessione i produttori abilitati (ai consumatori non è ancora concesso di partecipare a questo mercato) inseriscono offerte per incrementi o diminuzione della produzione che vengono utilizzate ai fini della regolazione del sistema (eliminazione congestioni, approvvigionamento di un margine di riserva e bilanciamento fisico tra prelievi ed immissioni di energia elettrica).

³⁶ I soggetti interessati in possesso dei requisiti di capacità (nell'utilizzo di sistemi telematici e dei sistemi di sicurezza ad essi relativi) e di onorabilità (ovvero non condannati con sentenza irrevocabile alla reclusione per uno dei delitti previsti negli articoli 617 *quater*, *quinques*, *sexies* del cod. penale o non esclusi dal mercato) definiti nella Disciplina del mercato elettrico, devono sottoscrivere il Contratto di adesione al Mercato. Gli operatori di mercato possono accedere al sistema per la contrattazione dei certificati verdi attraverso le modalità definite nelle Disposizioni tecniche di Funzionamento.

³⁷ La richiesta di un deposito in conto prezzo agli acquirenti e l'esecuzione del cambio di proprietà di un certificato da parte del GRTN solo dopo il perfezionamento del pagamento, garantisce i venditori dal rischio che un acquirente sia inadempiente.

Nel caso in cui un operatore acquirente non dovesse perfezionare il pagamento dovuto, la transazione viene annullata, il venditore rimane in possesso dei certificati oggetto della transazione, e all'acquirente inadempiente viene trattenuta una penalità dal deposito in conto prezzo da corrispondere al venditore a titolo di risarcimento.

corrisponde al quantitativo di Certificati Verdi che i soggetti intendono acquistare moltiplicato per il prezzo convenzionale minimo pubblicato dal GME almeno cinque giorni prima di ciascuna sessione³⁸. Le contrattazioni avvengono in base a una negoziazione continua.

Entro il 31 marzo di ciascun anno³⁹ i produttori e importatori soggetti all'obbligo di immettere annualmente in rete una quota minima di energia prodotta da fonti rinnovabili sono tenuti a trasmettere al GRTN l'equivalente quantitativo. Sulla base dell'autocertificazione relativa alla quantità di energia elettrica importata o prodotta con fonti convenzionali ricevuta l'anno precedente, il GRTN verifica l'ottemperanza dell'obbligo e procede, in seguito ad esito positivo, all'annullamento e stralcio dei Certificati Verdi.

Nel caso in cui il soggetto obbligato non abbia rispettato la quota minima, questi avrà a disposizione un periodo di 30 giorni, successivi alla comunicazione da parte del GRTN, entro il quale sarà tenuto ad acquistare e trasmettere il necessario quantitativo.

Le proposte di negoziazione, suddivise per acquisto e vendita, danno origine a liste ordinate per strumento negoziato secondo priorità di prezzo e, in caso di prezzo uguale, secondo l'ordine temporale di ricezione delle proposte stesse.

Le proposte di acquisto con limite di prezzo si abbinano a capienza con proposte di vendita a prezzo inferiore o uguale a quello indicato nella proposta; viceversa le proposte di vendita con limite di prezzo si abbinano a capienza con proposte di acquisto a prezzo superiore o uguale a quello indicato nella proposta.

Le proposte senza limite di prezzo si abbinano con la miglior proposta di segno opposto presente sul mercato. Nel caso in cui nel sistema non fossero presenti proposte di segno opposto, la proposta senza limite di prezzo viene rifiutata automaticamente.

Il GME, accedendo al registro dei certificati verdi del GRTN, controlla la titolarità dei certificati verdi ed assicura agli acquirenti che i certificati acquistati siano effettivamente posseduti dal venditore.

4. Prezzo e volume degli scambi.

La logica di mercato è alla base del processo di formazione del prezzo, frutto dell'incontro tra domanda e offerta. I Certificati Verdi sono, di fatto, un titolo al portatore il cui valore finale risulta determinato dalla contrattazione bilaterale tra soggetti detentori - produttori di energia da fonte rinnovabile - e soggetti obbligati all'acquisto - produttori o importatori di energia elettrica prodotta con fonti fossili convenzionali - nei limiti previsti dalle normative.

Possono essere acquistati anche da soggetti terzi (c.d. *traders* o operatori di mercato) interessati alla loro compravendita a meri fini speculativi.

Nel caso in cui i Certificati Verdi emessi da fonte rinnovabile non siano in grado di coprire la domanda, la quota mancante viene immessa sul mercato dal GRTN. Una volta emessi in proprio favore, il GRTN ha l'obbligo di collocarli sul mercato ad un prezzo calcolato come differenza tra il costo medio dell'elettricità verde acquistata a condizioni CIP 6/92 ed il ricavo derivante dalla cessione della stessa energia nell'anno di riferimento⁴⁰. I certificati verdi sono liberamente negoziati a partire da tale prezzo⁴¹.

³⁸ Nel caso in cui il controvalore dei titoli acquistati risulti maggiore del deposito versato, l'operatore sarà tenuto a effettuare un pagamento aggiuntivo relativo alla parte non coperta dal deposito entro due giorni lavorativi successivi alla ricezione delle conferme inviate dal GME.

³⁹ Art. 3 ("Quantificazione dell'energia soggetta all'obbligo di cui all'art. 11, commi 1 e 2, del d. Lgs. n. 79/1999, e all'art. 4, co. 1 del d. Lgs. n. 387/2003") del D. M. 24 ottobre 2005 "Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79".

⁴⁰ L'offerta di certificati verdi perviene dunque da due categorie di soggetti: i produttori privati (nazionali ed esteri) che hanno la necessaria qualifica dal GRTN ed il GRTN stesso che emette a proprio favore certificati verdi a fronte dell'energia prodotta dagli impianti ancora CIP 6.

I prezzi sono incrementati dagli 80 € MWh del 2002 ai quasi 110 € / MWh⁴² del 2005.

I volumi di produzione e scambio nel mercato dei certificati verdi sono in aumento.

Nel 2002 arrivarono richieste da 35 operatori per un valore totale di 3.230 GWh. La domanda è stata di tre volte superiore l'offerta (pari a 900 GWh) ed i 2,33 TWh residuali sono stati coperti dai Certificati verdi a disposizione del GRTN.

Più o meno allo stesso modo è andata anche nel 2003: il valore della domanda è stato pari a 3,46 TWh, riferita a 42 operatori soggetti a questo obbligo, mentre l'offerta era di circa 1,3 TWh⁴³.

Per l'anno 2004 il valore della domanda è stato pari a 3,89 TWh, mentre l'offerta è stata di 2,89 TWh.

Nel 2005 la domanda ha superato i 4 TWh.

5. Bancabilità dei certificati verdi.

L'art. 20, co.7 del D. Lgs. n. 387/2003⁴⁴ introduce un ulteriore passo verso la creazione di un meccanismo virtuoso a sostegno delle fonti energetiche rinnovabili mosso dalla mano del mercato piuttosto che da quella pubblica, permettendo di aumentare a tre anni la bancabilità dei Certificati Verdi e consentendo di ridurre la volatilità del prezzo dei titoli con significative ripercussioni sulla finanziabilità dei progetti.

Su questa traccia, si collocano l'art. 5, commi 6 e 9, nonché l'art. 8 (*"Verifica di compensazione triennale"*) del D. M. 24 ottobre 2005 *"Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*, laddove si prevedono interventi in compensazione da parte del GRTN.

Oltre alla regolare emissione legata all'energia prodotta, il produttore può richiedere al GRTN una emissione di certificati verdi pari alla producibilità attesa nell'anno in corso ed in quello successivo⁴⁵.

Se ipotizzassimo un anno caratterizzato da sovrapproduzione di Certificati non bilanciata dalla domanda, il prezzo sarebbe prossimo al prezzo atteso per l'anno successivo che è determinato sul mercato *forward* (considerando il *forward* un corretto stimatore delle aspettative future).

Se si estendesse la validità dei Certificati a più anni, si andrebbe verso una maggiore stabilità visto che il processo di determinazione dei prezzi nel breve termine scontrerebbe le aspettative sui prezzi di lungo termine.

Nella logica di copertura delle possibili fluttuazioni negative di prezzo, rientrano i derivati finanziari come opzioni o *futures*, facilmente applicabili, dato che i Certificati verdi possono essere paragonati a delle *commodities*. Tuttavia, al momento, la creazione di un mercato di derivati risulta non di facile applicazione: il mercato sta attraversando la sua fase iniziale di sviluppo ed è necessario attendere che raggiunga la maturità e presenti individui con aspettative eterogenee, un volume di scambi sufficientemente elevato ed una maggiore liquidità.

Il legislatore ha permesso al GRTN di emettere in proprio favore i certificati verdi equivalenti alla produzione elettrica degli impianti CIP 6/92 per evitare il cumulo di due forme di sostegno.

⁴¹ Solo quando l'incentivazione CIP 6/92 sarà terminata la formazione del prezzo sarà stabilita esclusivamente da logiche di mercato

⁴² Per il 2005, il prezzo di riferimento individuato dal GRTN dei certificati verdi per l'anno 2005 è pari a 108,92 €/MWh (al netto dell'IVA del 20 %).

⁴³ La domanda residuale - 2,16 TWh corrispondenti a 21.600 Certificati Verdi – è stata coperta dal GRTN.

⁴⁴ "I certificati verdi rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno possono essere usati per ottemperare all'obbligo, di cui all'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, relativo anche ai successivi due anni."

⁴⁵ I titoli possono essere emessi seguendo due modalità alternative: a consuntivo, in base all'energia effettivamente prodotta, oppure a preventivo, su richiesta del produttore in base alla producibilità attesa degli impianti.

6. Riconoscimento dell'incentivo anche all'energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta all'estero: condizioni e requisiti.

Il legislatore ha previsto la possibilità per impianti alimentati a fonti rinnovabili situati all'estero di generare certificati verdi.

Ci sono condizioni preliminari e requisiti indispensabili perchè sia possibile generare certificati verdi all'estero.

Due sono i presupposti preliminari: l'adozione da parte del Paese estero di una normativa che consenta ad un'impresa straniera di produrre energia rinnovabile; la possibilità di immettere l'energia rinnovabile prodotta dall'impianto situato nel Paese estero nel sistema elettrico italiano (la c.d. connessione fisica)⁴⁶.

I requisiti sono i seguenti:

1. l'adozione da parte del Paese estero di strumenti di promozione ed incentivazione delle fonti rinnovabili analoghi ai certificati verdi (D. M. 11 Novembre 1999 Art. 4, co. 6 e D. Lgs. 29 dicembre 2003, n.387, Art. 20, co. 4);
2. l'adozione da parte del Paese estero di meccanismi che riconoscano la "reciprocità": ossia la possibilità per imprese locali di realizzare impianti in Italia facendo ricorso a strumenti finalizzati alla promozione ed incentivazione delle fonti rinnovabili analoghi ai certificati verdi (D. M. 11 Novembre 1999 Art. 4, co. 6 e D. Lgs. 29 dicembre 2003, n.387, Art. 20, co. 4);
3. la stipula di una convenzione tra il Gestore italiano della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) ed analogha autorità locale (D. M. 11 Novembre 1999 Art. 4, co. 6). Tale Autorità (che dovrebbe avere le caratteristiche descritte nell'art.5 della direttiva 96/92/CE) è anche quella che dovrebbe essere incaricata di risolvere le controversie relative ai contratti e alle trattative per l'acquisto dell'energia rinnovabile;
4. questa stessa Autorità estera (che non deve avere la proprietà di alcun impianto di produzione) deve essere in grado di dichiarare al GRTN italiano la quantità di elettricità prodotta e comunicare i dati identificativi degli impianti di produzione (D. M. 11 Novembre 1999 Art. 3, co. 1-bis);
5. la definizione, tramite decreto del MAP, di concerto con il Min. Ambiente, delle condizioni e modalità di riconoscimento della "garanzia di origine di elettricità prodotta da rinnovabili" rilasciata dal Paese estero e la parallela adozione da parte del Paese estero di un provvedimento che dia la competenza ad un Organismo pubblico (forse la stessa Autorità di cui ai punti precedenti) al rilascio, su richiesta del produttore, della "garanzia di origine" stessa (D. Lgs. 29 dicembre 2003, n.387, Art. 11, co.11 e Art. 20, co.3). Questa "certificazione" deve corredare la domanda del soggetto produttore al GRTN.

Nel caso di Paese estero non Membro della UE, occorre anche una stipula di accordo tra il Ministero delle attività produttive e il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e gli omologhi competenti Ministeri, in cui si stabilisca che l'elettricità importata prodotta da fonti rinnovabili sia garantita come tale con le medesime modalità di cui all'articolo 5 della direttiva 2001/77/CE (disciplina della "Garanzia di origine").⁴⁷

⁴⁶ L'art. 10 del Decreto Bersani (*"Attività di importazione ed esportazione"*) affida al GRTN il compito di individuare almeno ogni due anni le linee elettriche della rete di trasmissione nazionale interconnesse con i sistemi elettrici di altri Stati.

⁴⁷ Il sito www.ansa.it/ecoenergia riporta, in data 7 agosto 2006, la notizia della ufficialità dell'Accordo tra il Ministero delle Attività Produttive e il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio Italiani da una parte e il Ministero dell'economia, del commercio e dell'energia della Repubblica di Albania dall'altra, in cui vengono reciprocamente riconosciute le modalità di certificazione dell'energia elettrica da fonte rinnovabile e dei relativi sistemi di incentivazione basati sul meccanismo di mercato dei certificati verdi.

L'Albania ha introdotto nel suo ordinamento, a carico dei soggetti produttori di energia con impianti superiori ai 100 MW, l'obbligo di immettere nel sistema nazionale una quota di energia, prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Le parti firmatarie – stando a quanto riportato – riconoscono le modalità di certificazione dell'energia elettrica da fonte rinnovabile e la reciprocità dei relativi sistemi di incentivazione basati sul meccanismo di mercato dei certificati verdi e si impegnano a regolare le procedure di verifica dei requisiti e dei controlli necessari per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili da e verso Italia e Albania nonché le modalità di rilascio dei relativi certificati verdi.

GRTN e l'omologo organismo albanese (ERE) hanno anche stipulato una intesa avente ad oggetto le procedure di verifica dei requisiti e dei controlli necessari per l'importazione e l'esportazione tra i due Paesi di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

La garanzia di origine rilasciata in Italia dal GRTN e in Albania dall'ERE sarà d'ora in poi reciprocamente riconosciuta. L'energia elettrica importata in Italia dall'Albania e certificata dall'ERE, sarà conteggiata quale energia rinnovabile al fine degli adempimenti comunitari sanciti dalla direttiva 2001/77/CE. Pariteticamente, l'energia importata in Albania dall'Italia, che sia accompagnata dalla garanzia di origine, può essere utilizzata ai fini stabiliti dalla normativa nazionale, anche in ottemperanza di obblighi internazionali.

SEZIONE II

1. Un nuovo strumento di promozione del risparmio energetico: introduzione ai “certificati bianchi” (Titoli di efficienza energetica).

A differenza dei certificati verdi, che agiscono sulle *fonti* di energia, i certificati bianchi hanno l’obiettivo di agire sull’*uso* dell’energia.

Il sistema dei titoli di efficienza energetica è stato introdotto con i Decreti 20 Luglio 2004, (emanati dal Ministro per le attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio) per promuovere il risparmio energetico⁴⁸.

I due decreti (“Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all’art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164⁴⁹” e “Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l’incremento dell’efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell’art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79⁵⁰”) fissano gli obiettivi nazionali di risparmio di energia primaria a carico dei distributori di energia elettrica e di gas e riformano profondamente la politica di promozione del risparmio energetico negli usi finali.

L’obiettivo che si propongono i decreti è quello di conseguire, alla fine del primo quinquennio di applicazione (1 gennaio 2005 – 31 dicembre 2009) un risparmio di energia pari a 2,9 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) all’anno⁵¹.

La riduzione dei consumi complessivi nazionali di energia concorrerà al conseguimento degli obiettivi di riduzione dei gas serra anche in funzione di “misura” per il raggiungimento degli impegni assunti dall’Italia

⁴⁸ Sono stati sostituiti i due precedenti decreti del 24 aprile 2001 che ponevano l’obbligo di efficienza energetica, ma non definivano pienamente le regole.

Per un sommario confronto con le esperienze di altri Paesi, si rimanda a A. MARANGONI, *Con il lancio dei certificati bianchi opportunità per l’ambiente e le imprese*, in *Ambiente e Sicurezza*, 16 novembre 2004.

⁴⁹ Si riporta il testo del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (“Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell’articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144”) all’art. 16, co. 4: “Le imprese di distribuzione perseguono il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Gli obiettivi quantitativi nazionali, definiti in coerenza con gli impegni previsti dal protocollo di Kyoto, ed i principi di valutazione dell’ottenimento dei risultati sono individuati con decreto del Ministro dell’industria, del commercio e dell’artigianato, di concerto con il Ministro dell’ambiente, sentita la Conferenza unificata, da emanare entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Gli obiettivi regionali e le relative modalità di raggiungimento, utilizzando anche lo strumento della remunerazione delle iniziative di cui al comma 4 dell’articolo 23, nel cui rispetto operano le imprese di distribuzione, sono determinati con provvedimenti di pianificazione energetica regionale, sentiti gli organismi di raccordo regione-autonomie locali. In sede di Conferenza unificata e’ verificata annualmente la coerenza degli obiettivi regionali con quelli nazionali.”

⁵⁰ Si riporta il testo del D. Lgs. n. 79/1999 all’art. 9, co. 1: “Le imprese distributrici hanno l’obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni emanate dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas in materia di tariffe, contributi ed oneri. Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del presente decreto, ivi comprese, per la quota diversa dai propri soci, le società cooperative di produzione e distribuzione di cui all’articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, continuano a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001 dal Ministro dell’industria, del commercio e dell’artigianato e aventi scadenza il 31 dicembre 2030. Con gli stessi provvedimenti sono individuati i responsabili della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo delle reti di distribuzione e dei relativi dispositivi di interconnessione, che devono mantenere il segreto sulle informazioni commerciali riservate; le concessioni prevedono, tra l’altro, misure di incremento dell’efficienza energetica degli usi finali di energia secondo obiettivi quantitativi determinati con decreto del Ministro dell’industria, del commercio e dell’artigianato di concerto con il Ministro dell’ambiente entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.”

⁵¹ Tale valore equivale all’incremento annuo dei consumi nazionali di energia registrato nel periodo 1999-2001.

nell'ambito del Protocollo di Kyoto e porterà benefici economici e sociali diretti per i consumatori (riduzione della bolletta energetica e miglioramento del servizio) e collettivi (riduzione della dipendenza energetica dall'estero e maggiore sicurezza di approvvigionamento, riduzione dell'inquinamento derivante dalle attività di produzione e di consumo di energia, maggior controllo dei picchi di domanda elettrica e possibilità quindi di ridurre il rischio di "blackout" e i costi connessi al verificarsi di squilibri tra consumi e capacità di offerta, aumento dell'offerta di prodotti e servizi energetici orientati all'efficienza negli usi dell'energia).

Il sistema introdotto dai decreti 20 luglio 2004 prevede che i distributori di energia elettrica e di gas naturale raggiungano annualmente determinati obblighi quantitativi di risparmio di energia primaria per il quinquennio di applicazione. *Ex art. 4*, l'obbligo riguarda solo i distributori con più di 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2001⁵²; successivi decreti definiranno le modalità di applicazione degli obblighi per i distributori sotto questa soglia.

Il conseguimento degli obiettivi avviene attraverso interventi di risparmio energetico valutati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) la quale, in caso di valutazione positiva, richiede al GME di emettere a favore del soggetto attuatore del progetto Titoli di Efficienza Energetica corrispondenti ai risparmi certificati (in numero e tipologia).

Per adempiere agli obblighi e ottenere il risparmio energetico prefissato i distributori possono dunque o attuare progetti a favore dei consumatori finali che migliorino l'efficienza energetica delle tecnologie installate o delle relative pratiche di utilizzo oppure, in alternativa, acquistare da terzi "titoli di efficienza energetica" attestanti il conseguimento di risparmi energetici.

Nel caso della scelta della prima opzione, i distributori possono realizzare progetti direttamente oppure tramite società controllate, o ancora attraverso società operanti nei settori dei servizi energetici (le c.d. E.S.Co: *energy services companies*)⁵³.

I Progetti, per essere ammessi, devono essere sviluppati secondo criteri stabiliti dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas nelle Linee Guida per la preparazione, esecuzione, valutazione consuntiva dei progetti di risparmio energetico e per l'emissione dei titoli di efficienza energetica (delibera n.103/03, Allegato A).

Si tenga conto che il punto critico dell'applicazione del sistema nel suo complesso consiste proprio nella valutazione della quantità di energia risparmiata da ogni singolo progetto, anche considerando il criterio - imposto dalla Linee Guida - di "addizionalità": non sono riconosciuti quei risparmi che si sarebbero ottenuti dalla spontanea evoluzione del mercato e della tecnologia, anche in assenza del provvedimento.

2. Il mercato dei certificati bianchi.

I titoli di efficienza energetica o certificati bianchi (si veda l'art. 10 dei due Decreti 24 luglio 2004) sono emessi dal GME a favore dei soggetti (distributori, società da essi controllate ed E.S.Co) che hanno conseguito i risparmi energetici prefissati.

Come accennato, l'emissione dei titoli viene effettuata sulla base di una comunicazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (www.autorita.energia.it) che certifica i risparmi conseguiti.

Nel sistema dei certificati bianchi, l'AEEG svolge un ruolo cruciale. L'AEEG ha il compito di definire tutto il quadro regolatorio: dai criteri e modalità per la valutazione dei risparmi energetici attribuibili alle diverse tipologie di intervento alla comminazione di sanzioni in caso di inadempienza dei distributori, passando per le

⁵² I distributori coinvolti rappresentano circa il 90% dell'elettricità e del gas distribuiti in Italia.

All'Enel S.p.A., considerando insieme il settore gas e quello elettrico, è stato assegnato circa il 50% dell'obiettivo nazionale complessivo di efficienza energetica.

⁵³ Art. 8 ("Modalità di esecuzione dei progetti ai fini del conseguimento degli obiettivi").

modalità di verifica e di controllo dei risparmi energetici effettivamente conseguiti da ogni singolo progetto. L'AEEG svolge anche, con il possibile supporto di soggetti terzi da essa delegati, le attività di gestione ordinaria⁵⁴.

La compravendita di questi titoli avviene tramite contratti bilaterali o in un mercato apposito istituito dal GME e regolato da disposizioni stabilite d'intesa con l'Autorità⁵⁵.

L'opportunità concessa ai produttori di energia nel mercato dei certificati verdi viene ripetuta nel sistema dei certificati bianchi.

La possibilità di scambiare titoli di efficienza energetica consente ai distributori che incorrerebbero in costi marginali relativamente elevati per il risparmio di energia attraverso la realizzazione diretta di progetti, di acquistare titoli di efficienza energetica da quei soggetti che invece presentano costi marginali di risparmio energetico relativamente inferiori e che pertanto hanno convenienza a vendere i propri titoli sul mercato.

Il meccanismo garantisce che il costo complessivo di raggiungimento degli obiettivi fissati risulti più contenuto rispetto ad uno scenario alternativo in cui ciascuno dei distributori fosse obbligato a soddisfare gli obblighi di risparmio energetico sviluppando in proprio progetti per l'uso razionale dell'energia.

I soggetti idonei all'ottenimento dei Certificati Bianchi non sono solo i distributori di energia elettrica e gas obbligati al conseguimento degli obiettivi fissati dai due Decreti, ma anche: distributori di energia elettrica e di gas naturale (anche non soggetti agli obblighi); società controllate dai distributori; società operanti nel settore dei servizi energetici ("società, incluse le imprese artigiane e loro forme consortili, che hanno come oggetto sociale (anche non esclusivo) l'offerta di servizi energetici integrati per la realizzazione e l'eventuale successiva gestione degli interventi")⁵⁶.

3. L'uso razionale ed efficiente dell'energia. Le *Energy Services Company* (E.S.Co.).

Anche per merito della novità introdotta dai decreti 20 luglio 2004, recentemente ci si sta concentrando maggiormente sulla "fornitura" dei servizi energetici, piuttosto che sull'"offerta" di energia.

Le società di servizi E.S.Co. (*Energy Services Company*) sono soggetti che sviluppano, realizzano e finanziano progetti dedicati al miglioramento dell'efficienza energetica e alla riduzione dei costi operativi e di manutenzione⁵⁷.

Molti interventi relativi all'installazione di tecnologie energeticamente efficienti presentano indici di redditività economica positivi se confrontati con interventi di ristrutturazione del processo o di riorganizzazioni interne volte all'ampliamento o al miglioramento dei servizi offerti ai clienti.

Ma spesso sono necessarie ingenti risorse finanziarie ed una considerevole capacità gestionale (accompagnata ad uno specifico *know-how*) per cui tali interventi risultano di difficile realizzazione.

⁵⁴ Si rimanda al sito dell'AEEG per reperire informazioni dettagliate sulle modalità per ottenere i certificati bianchi, sulla procedura di accreditamento, e tutti i passi e la tempistica relativi alla presentazione dei progetti di risparmio energetico. Un'utile fonte per studiare i decreti ministeriali 20 luglio 2004 sull'efficienza energetica è anche il sito della Federazione Italiana per l'Uso Razionale dell'Energia (www.fire-italia.it).

⁵⁵ La borsa dei certificati bianchi prevede particolari tutele per i contraenti. Cfr. F. ARECCO, *Titoli di efficienza energetica: il GME avvia il mercato*, in *Ambiente e Sviluppo*, n. 4, 2006, p. 356.

⁵⁶ Affinché una Società di servizi energetici possa partecipare al sistema dei certificati bianchi, deve prima accreditarsi sul sito dell'AEEG, al fine di poter accedere al sistema telematico predisposto per la presentazione di progetti e le richieste di certificazione dei risparmi.

⁵⁷ Allo stato attuale non esiste alcuna definizione di E.S.Co. nel sistema normativo italiano. Il primo accenno a questa denominazione, peraltro esistente ormai da anni, si trova nei D.M. 24 aprile 2001 sull'efficienza energetica. Pertanto operano in tale campo soggetti molto diversi in termini di forma societaria, di dimensione e di attività svolte.

L'inconveniente può essere superato attraverso il ricorso al c.d. finanziamento tramite terzi. Tale strumento prevede la partecipazione di un soggetto terzo che fornisce le disponibilità finanziarie necessarie alla realizzazione dell'intervento desiderato, purché esso sia caratterizzato da un rischio molto contenuto e da un flusso di cassa sostanzialmente stabile originato dai risparmi energetici conseguiti. Ciò permette a tale soggetto di ripagarsi dei costi di installazione e gestione dell'impianto sostenuti in un tempo ragionevole⁵⁸.

Le società di servizi energetici operano in tale contesto reperendo le risorse finanziarie richieste, eseguendo diagnosi energetica, studio di fattibilità e progettazione dell'intervento, realizzandolo e conducendone manutenzione ed operatività. Al termine del periodo richiesto per rientrare dall'investimento e remunerare le attività della società di servizi, l'impianto viene in genere riscattato dal soggetto beneficiario dell'intervento, mentre la sua gestione può essere lasciata in carico alla E.S.Co. o affidata ad altri soggetti⁵⁹.

Per quanto riguarda il canone da versare alla società di servizi sono possibili soluzioni molto varie e legate al caso particolare. La somma dovuta è compresa fra l'ammontare della bolletta energetica annua ed una sua quota, a seconda della redditività dell'intervento e dell'efficienza precedente l'intervento, del numero di anni di durata del contratto, dal rischio assunto e delle esigenze del soggetto beneficiario.

La soluzione più comune è forse quella della ripartizione del risparmio, per cui alla E.S.Co. viene girato un 70-90% della bolletta energetica annua. Sono comunque comuni casi in cui alla E.S.Co. tocchi l'intera entità del risparmio conseguito, cui corrisponde il minimo tempo di riscatto dell'impianto da parte del beneficiario, e contratti a garanzia dei risultati, che consistono in una forma di *leasing* in base alla quale all'utente viene garantito al termine del contratto un'entità dei risparmi pari almeno all'ammontare delle quote versate, comprensive di interessi.

I vantaggi di operare in uno schema di questo tipo per l'utente sono: l'assenza di rischi finanziari (in caso di intervento sbagliato e non remunerativo chi ci rimette è la E.S.Co. che si assume tutte le responsabilità al riguardo); l'opportunità di realizzare interventi anche in mancanza di risorse finanziarie proprie ed in presenza di difficoltà nel reperire finanziamenti esterni; la liberazione dalle problematiche connesse alla gestione e manutenzione dell'impianto; la disponibilità di risorse interne per altri compiti; la possibilità di conseguire benefici energetico-ambientali importanti, tenuto conto del fatto che i profitti della E.S.Co., in presenza di un contratto ben realizzato, sono proporzionali all'efficienza dell'impianto.

Tali vantaggi si pagano in termini di una complessità contrattuale consistente e dalla necessità di predisporre capitoli dettagliati⁶⁰. Le clausole contrattuali devono servire a garantire da una parte l'utente, affinché

⁵⁸ Nel caso della Pubblica Amministrazione, la possibilità di ricorrere al finanziamento tramite terzi è stata introdotta dal Decreto Legislativo 17 marzo 1995 n. 157, come modificato dal Decreto Legislativo 25 febbraio 2000, n. 65, e dalla Legge 11 febbraio 1994 n. 109 (Merloni - articoli 19-21), come modificata dalla Legge 18 novembre 1998 n. 415 (Merloni ter - articolo 11).

⁵⁹ Mentre il committente, pubblico o privato, che vuole effettuare un intervento per ridurre i propri consumi energetici senza Finanziamento Tramite Terzi individua i fornitori e destina le proprie risorse finanziarie per realizzare l'opera (il costo dell'opera è tutto a proprio carico), tramite la E.S.Co. che provvede a ricercare sia i fornitori che le risorse finanziarie, scarica completamente il costo dell'opera. Le E.S.Co. sono quindi società indipendenti da produttori o da distributori di energia, che operano utilizzando uno strumento che prevede il finanziamento di un'opera da parte di terzi, senza alcun esborso di capitali da parte del committente.

Senza dimenticare anche che il distributore che non ricorre al finanziamento tramite terzi farà ricadere, presumibilmente in larga parte, i costi sostenuti per gli interventi di aumento dell'efficienza energetica (o l'acquisto dei relativi titoli) sulla bolletta dei clienti. Si veda per una utile aggiornata panoramica C. GALLO, *Con il commercio dei certificati bianchi il risparmio energetico crea valore*, in *Ambiente e Sicurezza*, 1 agosto 2006, n. 15, p. 70 ss..

⁶⁰ I punti da considerare con attenzione riguardano i consumi energetici dell'utente *ex-ante* ed *ex-post*, il possibile andamento dei prezzi di elettricità, gas naturale ed altri combustibili, l'affidabilità delle fonti naturali nel caso degli impianti basati su fonti rinnovabili, la possibilità di prevedere adeguamenti dei corrispettivi dovuti in base all'andamento del mercato ed eventualmente dei risultati effettivamente conseguiti grazie all'intervento, la determinazione di eventuali penali, la stipula

l'intervento realizzato sia effettivamente energeticamente efficiente e tecnicamente valido, anche tenendo conto dell'andamento del mercato dei vettori energetici e delle tecnologie, e la E.S.Co. dall'altra, in modo che riesca effettivamente a rientrare dei costi sostenuti ed a realizzare una certa quota di profitto.

Tali aspetti, inoltre, fanno sì che ci sia una dimensione economica minima dell'intervento sotto la quale non ha senso ricorrere al finanziamento tramite terzi. Sebbene non ci sia un valore ben definito al riguardo, in genere l'opzione non si attiva sotto i 50.000 €.

delle opportune garanzie ed assicurazioni sia dal punto di vista finanziario, sia da quello tecnico (dipendente in larga parte dall'esperienza e dei soggetti di cui si avvale la E.S.Co.). La complessità del tutto dipende dalla maturità e standardizzazione dell'azione considerata.

SEZIONE III

1. I permessi di inquinamento negoziabili: l'*International Emissions Trading (IET)* istituito all'art. 17 del Protocollo di Kyoto e la Direttiva 2003/87/CE.

I permessi di inquinamento negoziabili sono un importante strumento economico di politica ambientale.

E' un sistema di tipo *cap and trade*, ovvero un sistema basato sulla distribuzione di quote di emissioni commerciabili assegnate ai settori e/o impianti partecipanti, corrispondente ad un quantitativo assoluto prestabilito di emissioni consentite.

Similmente all'opportunità offerta dai certificati verdi e dai certificati bianchi, si tratta anche in questo caso di una alternativa che i soggetti obbligati hanno per minimizzare i costi totali di riduzione dell'inquinamento. Coloro che hanno bassi costi di abbattimento troveranno facile e conveniente realizzare interventi diretti; viceversa, ricorreranno all'acquisto dei permessi quelli con costi di abbattimento elevati.

L'uso di questo strumento dovrebbe incentivare l'innovazione, essendo la domanda di permessi (e quindi il relativo prezzo) determinata proprio dai costi di riduzione. La flessibilità dei *tradable pollution rights* spinge le potenzialità dell'intraprendenza tecnologica degli operatori privati: le imprese partecipanti hanno la possibilità di investire in politiche di riduzione dell'inquinamento e generare perciò ulteriori permessi da poter essere piazzate nel mercato, sulla base della valutazione dei costi marginali⁶¹.

I metodi per assegnare i permessi⁶² possono essere due: con il c.d. *grandfathering* i permessi sono distribuiti dall'Autorità Pubblica in modo gratuito e proporzionale alle imprese sulla base della situazione esistente al momento della introduzione del sistema; con l'assegnazione all'asta (c.d. *auctioning*) si consente all'Autorità che stabilisce un tetto massimo di inquinamento ammissibile (nell'unità di tempo scelta) per la sostanza da sottoporre a controllo anche di ottenere risorse finanziarie.

Lo strumento dei diritti di inquinamento trasferibili è stato adottato all'art. 17 del Protocollo di Kyoto, laddove si introduce il commercio dei diritti di emissione fra i Paesi industrializzati che hanno impegni di riduzione delle emissioni da raggiungere entro il 2012. L'*International Emissions Trading (IET)*⁶³ è uno dei tre meccanismi di flessibilità offerti alle Parti del Protocollo di Kyoto che non abbiano ridotto le proprie emissioni in maniera sufficiente per il raggiungimento del proprio obiettivo con misure "interne". Si basa su un rapporto di scambio di emissioni tra Stati nazionali (operativo a partire dal 2008) che acquistano e vendono unità di riduzione. I permessi di emissione vengono chiamati *Assigned Amount Units (AAUs)*.

Lo strumento dei permessi di inquinamento negoziabili è stato recepito anche in Europa, con la Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 ottobre 2003, che istituisce una disciplina comunitaria per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra.

Il sistema europeo di scambio di quote di emissioni di gas ad effetto serra (i permessi negoziabili di emissione vengono in questo caso chiamati *European Allowances, EUAs*) non riguarda gli Stati nazionali (come accade per il meccanismo di flessibilità introdotto all'art. 17 del Protocollo di Kyoto), bensì certe categorie di imprese. Imprese che, pur caricate di una nuova serie di obblighi, si trovano davanti a prospettive di profitto finora più o meno sconosciute.

Il campo di applicazione dei gas serra inclusi nei due schemi differisce: i sei gas ad effetto serra indicati nell'allegato A del protocollo di Kyoto (anidride carbonica - CO₂, metano - CH₄, protossido di azoto - N₂O, idrofluorocarburi - HFC, perfluorocarburi - PFC, esafluoro di zolfo - SF₆) rientrano nel regime di IET. Per

⁶¹ Il permesso di emissione va inquadrato come un "ibrido" fra uno strumento di conformità (per ottemperare ad un obbligo) ed uno strumento finanziario.

⁶² Il numero dei permessi è stabilito in modo che il cumulo delle singole quote eguagli il totale ammesso. La scelta quantitativa dell'Autorità influisce sul prezzo, naturalmente.

⁶³ Si veda il sito http://unfccc.int/kyoto_mechanisms/emissions_trading/items/2731.php.

quanto riguarda i gas rientranti nel campo di applicazione della direttiva 2003/87/CE, solo le emissioni di anidride carbonica (CO₂) sono prese in considerazione nel primo periodo, mentre nella seconda fase⁶⁴ gli Stati membri hanno la possibilità, previa approvazione della Commissione, di applicare il regime di scambio in esame ad impianti e a gas a effetto serra non elencati nell'allegato I (art. 24 della Direttiva)⁶⁵.

2. Cenni sul sistema europeo per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra⁶⁶.

Con decorrenza dal 1° gennaio 2005, tutti gli impianti che effettuano attività nel settore dell'energia, della produzione e della trasformazione dei metalli ferrosi, dell'industria minerale e della fabbricazione di pasta per carta, di carta e di cartone e che emettono i gas a effetto serra specificati in relazione a tali attività⁶⁷ dovranno aver ottenuto un'apposita autorizzazione ("permit") rilasciata dalle Autorità competenti degli Stati Membri.

Le quote di emissioni o permessi negoziabili di emissione ("allowances")⁶⁸ vengono assegnate agli impianti⁶⁹ dalle Autorità competenti nazionali attraverso i Piani Nazionali di Assegnazione (art. 9 della direttiva 2003/87/CE), elaborati dagli Stati membri con il supporto della Commissione.

I Piani Nazionali di Assegnazione⁷⁰ determinano la quantità totale di emissioni di CO₂ che gli Stati membri assegnano alle proprie imprese e che queste possono vendere o acquistare. Ciò significa che ogni Stato membro deve stabilire in anticipo quante quote saranno complessivamente assegnate per il primo triennio di scambio 2005-2007 e quante quote riceverà ogni impianto partecipante al programma.

Ex art. 10 della Direttiva ("Metodo di assegnazione"), la distribuzione delle quote avviene nel primo periodo (2005-2007) almeno per il 95% a titolo gratuito, mentre nel secondo periodo è previsto un limite del 90% per le

⁶⁴ Lo scambio delle quote di emissioni è suddiviso in due fasi: il primo periodo di riferimento (2005-2007) - *learning by doing* - costituisce la fase in cui gli Stati membri, le istituzioni europee, così come imprese e stakeholders coinvolti hanno la possibilità di prepararsi e accumulare l'esperienza necessaria per partecipare in modo adeguato alla seconda fase (2008-2012), che coincide con il primo periodo di adempimento del protocollo di Kyoto e l'avvio dell'*International Emissions Trading*.

⁶⁵ Tuttavia, la Commissione può presentare al Parlamento ed al Consiglio, entro il 31 dicembre 2004, una proposta di modifica dell'allegato I "allo scopo di includervi altri importanti settori, fra cui quello chimico, dell'alluminio e dei trasporti, e altre attività ed emissioni di altri gas a effetto serra" (art.30, par.2.a)

⁶⁶ Non è nelle intenzioni di questo lavoro analizzare in dettaglio il sistema europeo per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra. Oltre alla webpage del portale dell'Unione Europea (<http://europa.eu/scadplus/leg/it/lvb/l28012.htm>) ed alla ricca ed esaustiva sezione del sito della DG Ambiente (<http://ec.europa.eu/environment/climat/emission.htm>), sono moltissime le pubblicazioni italiane ed internazionali in materia.

Per un'analisi del sistema e di alcuni degli aspetti più interessanti dal punto di vista del diritto comunitario, L. MASSAI, *Nuovi obblighi per le imprese: il sistema europeo per lo scambio di quote di emissioni dei gas ad effetto serra*, inserito il 26 aprile 2004 in www.eco-comm.it.

Molto recente, si segnala G. H. KELLY, *An evaluation of the European Union's Emissions Trading Scheme in Practice*, in *European Environmental Law Review*, Giugno 2006, 175 ss..

⁶⁷ Si rimanda alla lista dell'Allegato I della direttiva 2003/87/CE.

Bruxelles sta esercitando una certa pressione nei confronti dei costruttori di auto, in ritardo sulla tabella di marcia per ridurre le emissioni di anidride carbonica nelle nuove vetture, rispetto agli impegni volontari da loro assunti di raggiungere l'obiettivo di 140 grammi di CO₂ per km entro il 2008-2009. E' di inizio settembre 2006 la indicazione del vicepresidente e commissario UE all'industria G. Verheugen per cui "la tendenza attuale di riduzione delle emissioni non è soddisfacente e nuovi sforzi sono necessari".

⁶⁸ Per quota si intende il diritto di emettere una tonnellata di biossido di carbonio o di qualsiasi altro gas a effetto serra di effetto equivalente per un periodo determinato.

⁶⁹ Il sistema riguarda circa 12.000 impianti che producono quasi la metà delle emissioni di CO₂ dell'Europa. Di questi circa 1.400 sono sul territorio italiano.

⁷⁰ I PNA sono consultabili sul sito http://europa.eu.int/comm/environment/climat/emission_plans.htm.

quote assegnate a titolo gratuito. La quota restante, rispettivamente il 5% e il 10%, può essere distribuita dalle Autorità nazionali per mezzo di procedura di asta.

Si lascia agli Stati membri un certo margine di discrezionalità riguardo all'assegnazione delle quote: le Autorità governative di ogni Paese sono obbligate a rispettare una serie di criteri indicati nell'allegato III⁷¹ e non viene stabilito nessun limite nazionale – *cap* – relativo alle emissioni dei settori di attività inclusi nel sistema di scambio.

Qualora uno Stato membro fosse eccessivamente generoso nel rilasciare le quote, non solo il piano potrebbe non rispettare alcuni dei criteri di assegnazione, ma lo Stato membro perderebbe anche l'opportunità di utilizzare il sistema di scambio delle quote di emissione come strumento per il rispetto degli obiettivi di Kyoto. Il rilascio di troppe quote (la mancanza di “scarsità”) impedirebbe lo sviluppo del mercato.

Se la Commissione respinge un Piano Nazionale di Assegnazione, lo Stato membro che lo ha elaborato non lo può mettere in applicazione così com'è e non può di conseguenza attribuire il numero di quote di emissione proposto⁷².

Disporre di un piano approvato è nell'interesse di tutti gli Stati membri. Non poter disporre di un piano nazionale di assegnazione approvato dalla Commissione comporta per le imprese dello Stato membro in questione un ritardo nell'accesso al mercato comunitario di scambio delle quote di emissione pur continuando ad essere soggette agli obiettivi del protocollo di Kyoto e agli obblighi di ripartizione degli oneri⁷³.

⁷¹ Il criterio 1 prevede che la quantità totale proposta delle quote da assegnare sia coerente con l'obiettivo di Kyoto fissato per lo Stato membro interessato. In altre parole, uno Stato dovrà accertarsi che le quote concesse ai propri impianti gli consentano di rispettare l'obiettivo concluso in ambito internazionale (Protocollo di Kyoto).

Dato che solo l'effetto combinato di politiche e misure differenti consentirà agli Stati membri di conseguire i loro obiettivi, nella direttiva si parla di “orientamento mirato al raggiungimento o al superamento” dell'obiettivo di Kyoto. In questo quadro, lo Stato può e deve adottare anche altre misure. Esistono altri settori che producono emissioni di gas a effetto serra: nell'UE i trasporti sono responsabili per il 21% delle emissioni di gas ad effetto serra dell'UE, i nuclei familiari e le piccole imprese per il 17% e l'agricoltura per il 10%.

Tutte le misure ed i risultati previsti devono essere citati nei piani di assegnazione.

Altri criteri impongono agli Stati membri di valutare l'evoluzione delle emissioni e la possibilità di ridurle in tutti i settori.

Esistono inoltre criteri volti a garantire la non discriminazione tra imprese e settori differenti, nonché il rispetto delle norme comunitarie in materia di concorrenza e aiuti di Stato.

Altri criteri riguardano le disposizioni relative ai nuovi entranti, la possibilità di prendere in considerazione gli sforzi già compiuti per ridurre le emissioni e le tecnologie pulite.

⁷² All'inizio del gennaio 2004, la Commissione ha pubblicato orientamenti sull'attuazione dei criteri indicati nell'allegato III. Qualora la Commissione ritenga che un piano non sia in linea con i criteri e con il trattato dell'UE potrà respingerlo in tutto o in parte. Se la Commissione approva tutti gli aspetti di un piano nazionale, lo Stato membro interessato può procedere all'assegnazione definitiva delle quote. La Commissione deve prendere una decisione entro un termine di tre mesi dalla data alla quale le viene notificato un piano nazionale di assegnazione da parte di uno Stato membro.

⁷³ Il 21 luglio 2004 l'Italia ha presentato il Piano di Allocazione Nazionale delle emissioni. In seguito ad alcune osservazioni della Commissione Europea, è stato necessario apportare delle integrazioni. L'integrazione al Piano è stata finalizzata: 1) ad assicurare la coerenza con il criterio 10 dell'allegato III della Direttiva (che prevede l'inserimento nel PNA dell'elenco degli impianti inclusi nell'ambito di applicazione della Direttiva stessa, con i relativi valori delle quote che il Governo intende assegnare a ciascun impianto); 2) ad aggiornare i valori delle tabelle, in seguito alla raccolta dati a livello di impianto realizzata dopo l'approvazione della legge 316 del 30.12.2004 che emanava disposizioni urgenti per l'attuazione della Direttiva ET. Il 24 febbraio 2005 è stata presentata la Integrazione richiesta ed in data 25 maggio 2005 la Commissione ha adottato la Decisione relativa al PNA Italiano per il periodo 2005-2007.

Sul sito del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (http://www2.minambiente.it/sito/settori_azione/pia/att/pna_c02/pna_c02.asp) è stata pubblicata l'informativa relativa all'avvio della consultazione pubblica sullo schema di Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012.

Su richiamo dell'art. 30.3 della direttiva 2003/87/CE, la direttiva 2004/101/CE⁷⁴ disciplina il collegamento fra il sistema di scambio di quote di emissioni dell'Unione e il protocollo di Kyoto, riconoscendo i crediti derivanti dai meccanismi "di progetto" del protocollo stesso⁷⁵ ai fini del sistema comunitario. Si allarga così indirettamente il campo di applicazione della direttiva ET, considerato che i crediti generati tramite JI e/o CDM comprendono una quantità di settori ed attività più ampia rispetto all'ambito definito dalla direttiva per lo scambio di emissioni⁷⁶.

L'avvio della consultazione è stato notificato attraverso annuncio pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica del 23 agosto 2006. Il pubblico ha avuto la possibilità di presentare osservazioni allo Schema entro 15 gg. dalla pubblicazione dell'annuncio.

Le quote attribuite nello Schema ai settori e ai singoli impianti sono indicative ai fini della consultazione. La stesura finale del Piano Nazionale di Assegnazione prenderà in considerazione le osservazioni ricevute (laddove risultino compatibili con le disposizioni della Direttiva 2003/87/CE e con i principi fissati dal D.lgs. 4 aprile 2006, n. 216).

A conclusione della procedura di consultazione e sulla base del confronto tecnico in corso, il Governo si riserva di verificare se l'assegnazione delle quote previste dallo schema di Piano: a) sia coerente con la prevista revisione del "Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra", approvato dal Cipe il 19 dicembre 2002, come elemento nell'ambito di una strategia multisettoriale finalizzata a massimizzare i benefici indotti sull'economia nazionale in termini di tutela dell'ambiente e minimizzare i costi complessivi di adempimento agli obblighi del Protocollo di Kyoto; b) sia compatibile con l'obiettivo di contenere l'impatto sulla competitività del sistema economico, oltre che energetico, massimizzando i benefici sull'economia nazionale e valorizzando appieno i meccanismi di flessibilità, secondo le indicazioni previste dal Documento di programmazione economica e finanziaria 2007-2011; c) consenta di completare il processo di liberalizzazione del sistema elettrico nazionale, senza alterare le condizioni di accesso per i nuovi entranti, valorizzando le migliori tecnologie.

⁷⁴ Direttiva "recante modifica della direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, riguardo ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto".

Nota come "linking directive" o direttiva di collegamento.

⁷⁵ Il Protocollo di Kyoto ha disegnato tre "meccanismi di flessibilità" allo scopo di permettere alle Parti di raggiungere i propri obiettivi di riduzione delle emissioni ad un costo più basso. Oltre che ridurre le emissioni con iniziative nazionali, i Paesi Sviluppati che hanno ratificato il Protocollo, possono fare uso di tre meccanismi: *International Emissions Trading*, *Clean Development Mechanism* (Art. 12), *Joint Implementation* (Art. 6).

Il *Clean Development Mechanism* (Meccanismo di Sviluppo Pulito) ha lo scopo sia di promuovere lo sviluppo sostenibile nei Paesi in Via di Sviluppo che di aiutare i Paesi industrializzati a raggiungere i propri obiettivi di riduzione di emissioni. I Paesi Sviluppati possono investire in progetti di risparmio di emissioni in un Paese in Via di Sviluppo. Le riduzioni di emissioni create in tali progetti possono essere calcolate dai Paesi Sviluppati ai fini del raggiungimento dei propri obiettivi. I crediti derivanti da progetti nell'ambito del meccanismo per lo sviluppo pulito sono denominati "riduzioni certificate delle emissioni" (*Certified Emissions Reductions* - CERs).

Il *Joint Implementation* (Attuazione Congiunta) permette ai Paesi Sviluppati di investire in progetti di risparmio di emissioni in altri Paesi Sviluppati o in Paesi con Economie in Transizione ricevendo "crediti" per le emissioni risparmiate. Le riduzioni di emissioni sono calcolate dal Paese investitore ai fini del raggiungimento dei propri obiettivi. I crediti derivanti da progetti di attuazione congiunta sono denominati "unità di riduzione delle emissioni" (*Emission Reduction Units* - ERUs). I progetti JI sono "operazioni a somma zero" in quanto le emissioni totali permesse nei due Paesi coinvolti rimangono le stesse: i crediti generati dai progetti sono sottratti dall'ammontare dei permessi di emissione inizialmente assegnati al Paese ospite (AAUs).

Per una completa ed esaustiva introduzione sul tema, si veda M. MONTINI, *Le politiche climatiche dopo Kyoto: interventi a livello nazionale e ricorso ai meccanismi di flessibilità*, in *Rivista giuridica dell'ambiente*, 1999, p. 133 ss.

⁷⁶ Non sono commerciabili tutte le unità di riduzione comunque ottenute.

La Direttiva di collegamento esclude la convertibilità in quote dei crediti generati da impianti nucleari e da impianti idroelettrici di dimensione superiore ai 20 MW.

La Direttiva stabilisce anche che non possono essere utilizzati CERs ed ERUs derivanti da attività di utilizzo del territorio, variazioni della destinazione d'uso del territorio e silvicoltura.

Per una disamina della Direttiva 2004/101/CE, si veda G. GOLINI, *Emission trading: provvedimenti modificativi ed attuativi*, in *Ambiente*, 2005, n. 3, p. 231 ss..

3. Benefici per le imprese e benefici ambientali derivanti dallo scambio di quote di emissione.

Facciamo l'ipotesi che le imprese A e B emettano entrambe 1000 tonnellate di CO₂ l'anno. Il Governo attribuisce ad ognuna di esse 95 quote di emissione. Le imprese A e B devono entrambe coprire 50 tonnellate di CO₂ e possono farlo in due modi: riducendo le proprie emissioni di 50 tonnellate o acquistando 50 quote di emissione sul mercato.

Per decidere che soluzione scegliere dovranno calcolare quanto verrebbe a costare ridurre le emissioni di 50 tonnellate e paragonare tale costo al prezzo di mercato delle 50 quote di emissione.

Proseguiamo con l'esempio. Ipotizziamo che il prezzo di mercato di una quota di emissione sia di 10 euro per tonnellata di CO₂ e che per l'impresa A la riduzione delle emissioni costi 5 euro per tonnellata (meno, quindi, del prezzo di acquisto di una quota di emissione sul mercato). L'impresa A sceglierà di ridurre le proprie emissioni in quanto le verrà a costare meno che l'acquisto di quote di emissione; essa potrebbe addirittura non limitarsi a 50 tonnellate, ma ridurre le proprie emissioni di 100 tonnellate.

Per l'impresa B, ipotizziamo che la situazione si presenti in termini opposti e che la riduzione delle emissioni venga a costare 15 euro per tonnellata di CO₂ (costo superiore al prezzo di acquisto di una quota di emissione sul mercato). L'impresa B preferirà pertanto acquistare quote sul mercato.

L'impresa A spende 500 euro per ridurre le proprie emissioni di 100 tonnellate al costo di 5 euro per tonnellata e ricava 500 euro dalla vendita di 50 quote di emissione al prezzo di 10 euro per tonnellata. In questo modo l'impresa A annulla completamente i costi con la vendita delle quote, mentre se non ci fosse il sistema di scambio dovrebbe sostenere un costo netto di 250 euro. L'impresa B spende 500 euro per l'acquisto di 50 tonnellate al prezzo di 10 euro per tonnellata. Se non avesse potuto contare sulla flessibilità del sistema di scambio delle quote, la sua spesa sarebbe stata di 750 euro.

Poiché solo le imprese che possono limitare i costi di abbattimento e che pertanto decidono di ridurre le proprie emissioni - come l'impresa A - sono in grado di vendere, le quote acquistate dall'impresa B rappresentano una riduzione complessiva delle emissioni, anche se l'impresa B non procede ad una riduzione delle proprie emissioni. Si garantisce in questo modo che le riduzioni di emissioni meno costose vengano effettuate per prime. Trattandosi di un sistema applicato nell'insieme dell'Unione europea, le imprese cercheranno le riduzioni di emissioni più convenienti nell'UE e le effettueranno per prime. È questo elemento di flessibilità che rende il sistema di scambio di quote di emissione lo strumento economicamente più vantaggioso per realizzare un determinato obiettivo ambientale. Il costo complessivo per l'industria sarebbe stato superiore se l'impresa B fosse stata costretta a ridurre le emissioni dei propri impianti ad un costo superiore.

4. Recepimento della direttiva *Emissions Trading* in Italia: il D. Lgs. 4 aprile 2006, n. 216.

Il Governo italiano ha ratificato il Protocollo di Kyoto con la legge n. 120 del 1° giugno 2002⁷⁷, attraverso la quale gli obblighi di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra definiti a livello internazionale (Protocollo di Kyoto) e comunitario (*Burden Sharing Agreement*) sono stati riconosciuti giuridicamente vincolanti anche dal punto di vista nazionale.

Il quadro normativo italiano in tema di lotta ai cambiamenti climatici comprende tre strumenti programmatici emanati dal Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE): la delibera CIPE n.137 del 1998, nella quale vengono indicati gli obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra e le linee guida per le politiche e misure nazionali di lotta ai cambiamenti climatici, la delibera CIPE n.123 del 2002 che

⁷⁷ Legge n.120 del 1° giugno 2002: "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997".

emenda quella precedente e la delibera CIPE n.218 del 1999 sulle iniziative prioritarie del programma nazionale per l'informazione sui cambiamenti climatici⁷⁸.

Il Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni dei gas responsabili dell'effetto serra 2003-2010, allegato alla delibera CIPE n.123 del 2002 e redatto dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio in riferimento alla legge n.120, costituisce il documento fondamentale in base al quale viene definita la politica e la legislazione nazionale in tema di cambiamenti climatici.

Il piano si riferisce alle misure dirette e indirette atte a garantire la riduzione delle emissioni climalteranti già adottate a livello nazionale e propone una serie di provvedimenti aggiuntivi ed integrativi, come il ricorso ai meccanismi flessibili del protocollo di Kyoto.

Con il D. Lgs. 4 aprile 2006 n. 216⁷⁹ si è finalmente provveduto al pieno recepimento della Direttiva *Emissions Trading* in Italia e alla conseguente abrogazione del Decreto Legge n. 273 del 12 novembre 2004 (convertito, con modificazioni, in Legge n. 316 del 30 dicembre 2004) che recava misure urgenti per l'attuazione della Direttiva stessa relativamente al rilascio dell'autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra ed alla raccolta dati per l'assegnazione delle quote.

Il D. Lgs. n. 216/2006 recepisce in maniera chiara la gran parte degli aspetti che la direttiva lascia aperti.

L'art. 4 (*"Autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra"*) introduce il principio generale dell'autorizzazione preventiva, che ciascun impianto dovrà possedere prima di esercitare una delle attività elencate all'allegato A del Decreto. L'autorizzazione è concessa qualora il gestore dell'impianto sia in grado di monitorare e di comunicare le emissioni. Contiene, fra le altre cose, la descrizione delle attività e delle emissioni dell'impianto, la metodologia e la frequenza del controllo.

La domanda di autorizzazione dovrà essere presentata almeno 90 gg. prima dell'entrata in esercizio dell'impianto (art. 5) all'Autorità Nazionale Competente, individuata nel "Comitato nazionale di gestione e attuazione della Direttiva 2003/87/CE": un Comitato composto da tre membri del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e tre membri del Ministero delle Attività Produttive, disegnato all'art. 8 come organo plenipotenziario nello scambio di quote di emissioni dei gas ad effetto serra in Italia.

Il Comitato (che si potrà avvalere di gruppi tecnici di supporto) ha, fra i tanti, i compiti di predisporre il Piano nazionale di assegnazione, disporre l'assegnazione di quote agli impianti nuovi entranti⁸⁰, rilasciare le autorizzazioni ad emettere gas a effetto serra, accreditare i verificatori, nonché irrogare le sanzioni.

L'art. 14 sceglie di istituire il Registro nazionale delle emissioni e delle quote delle emissioni presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio – Direzione per la Ricerca Ambientale e lo Sviluppo (art. 14), che va

⁷⁸ Deliberazione CIPE n. 137, 19 novembre 1998: *"Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra"*; deliberazione CIPE n.123, 19 dicembre 2002: *"Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra"*; deliberazione CIPE n. 218, 21 dicembre 1999: *"Programma nazionale per l'informazione sui cambiamenti climatici: iniziative prioritarie"*.

⁷⁹ *"Attuazione delle Direttive 2003/87 e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissioni dei gas ad effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto"* (S.O. n. 150 alla G.U. del 19 giugno 2006, n.140).

⁸⁰ La questione delle quote da assegnare ai "nuovi entranti" che accedono al sistema di scambio dopo il 1° gennaio 2005 è molto delicata in quanto ogni quota ritirata in via preventiva dal mercato, per essere assegnata ad eventuali nuove imprese, riduce l'ammontare di quote a disposizione per gli impianti esistenti. Gli Stati membri devono indicare nei Piani Nazionali il procedimento di assegnazione delle quote ai nuovi impianti (la Direttiva lascia ampia flessibilità alle Autorità nazionali nella definizione di tali regole).

L'art. 22 del D. Lgs. stabilisce che l'assegnazione delle quote ai nuovi entranti tiene in considerazione: a) le migliori tecnologie disponibili a livello di settore nel caso di impianti o parti di impianto costruiti *ex-novo*; b) eventuali assegnazioni e rilasci precedenti nel caso di impianti esistenti o ripresa di attività; c) le capacità di produzione e previsione di attività dell'impianto; d) livelli di utilizzo della capacità di produzione registrati nell'ambito del settore di appartenenza.

quindi a sostituire l'Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e dei Servizi Ambientali (www.apat.it), l'organo che al momento gestisce la banca-dati elettronica italiana per la registrazione ed il rilevamento delle quote di emissioni⁸¹.

I gestori degli impianti che hanno ricevuto le quote di emissioni sono obbligati a restituire, ogni anno entro il 30 aprile, un quantitativo di quote equivalente alle emissioni rilasciate dall'impianto nell'anno civile precedente⁸². Secondo quanto indicato dall'art. 13 della direttiva 2003/87/CE (e recepito all'art. 18 del D. Lgs.), le quote di emissioni sono valide per il periodo durante il quale sono state assegnate e vengono cancellate dai registri nazionali quattro mesi dopo la fine del periodo di adempimento. All'interno del sistema europeo, dunque, la "bancabilità"⁸³ non è assoluta. Le quote del periodo 2005-2007 non sono utilizzabili per il quinquennio 2008-2012. La riserva di unità del quinquennio 2008-2012 sarà invece utilizzabile per il periodo successivo in quanto è il protocollo di Kyoto stesso a prevedere tale flessibilità temporale⁸⁴.

Il gestore che, entro il 30 aprile, non restituisce un numero di quote pari alle emissioni rilasciate durante l'anno precedente sarà obbligato a pagare un'ammenda sulle emissioni in eccesso. *Ex art. 16 della Direttiva*, la sanzione amministrativa pecuniaria ammonta a 100 € per tonnellata di biossido di carbonio equivalente (40 € durante il triennio con decorrenza dal 1° gennaio 2005) e non dispensa il gestore dall'obbligo di restituire un numero di quote pari alle sue emissioni in eccesso.

L'art. 20 del D. Lgs. determina il regime di dettaglio di sanzioni applicabili alle violazioni della direttiva.

L'art. 16 ("*Verifica delle comunicazioni delle emissioni*") disciplina in maniera molto puntuale la fase di comunicazione delle emissioni al fine di garantirne la veridicità.

⁸¹ Si veda il sito www.greta.sinanet.apat.it.

Il sistema dei registri si compone di una componente nazionale in ogni Stato membro (in cui sono conservate le quote di emissione) e di un centro europeo che procede a verifiche automatiche su ogni trasferimento di quote di emissione per garantire l'osservanza delle norme della direttiva. Alcuni dei dati contenuti nel registro saranno periodicamente resi pubblici, conformemente alle disposizioni dell'ONU e al regolamento sui registri elettronici. Il sistema garantisce un equilibrio tra l'obbligo di trasparenza in campo ambientale e la necessità di mantenere la riservatezza delle informazioni commerciali.

La Commissione UE ha adottato un regolamento sull'istituzione di un sistema di registri sotto forma di banche di dati elettroniche che consentano di controllare il rilascio, la detenzione, il trasferimento e la cancellazione delle quote. (Regolamento CE n. 2216/2004 della Commissione, del 21 dicembre 2004, relativo ad un sistema standardizzato e sicuro di registri a norma della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio e della decisione n. 280/2004/CE, art. 6, del Parlamento europeo e del Consiglio).

Il sistema di registri elettronici (le quote non sono stampate su supporto cartaceo, ma esistono solo in forma elettronica in un conto del registro) che segue le quote di emissione che cambiano di proprietà sul mercato è distinto dalle attività di scambio in quanto non tutti gli scambi danno luogo ad una cessione di proprietà delle quote di emissione: solo laddove uno scambio risulta in un cambiamento di proprietà viene effettuato un trasferimento delle quote di emissione tra i vari titolari di conti del sistema di registri. Il sistema funziona quindi in modo analogo a un sistema bancario (ogni impresa soggetta a un impegno di riduzione delle emissioni e qualsiasi persona interessata all'acquisto o alla vendita di quote di emissione deve avere un conto), che consente di seguire la proprietà del denaro sui conti, ma non le transazioni sui mercati dei beni e dei servizi che sono alla base del cambiamento di proprietà del denaro.

⁸² Art. 15 del D. Lgs.: "*Trasferimento, restituzione e cancellazione delle quote di emissioni*". In altre parole, le imprese partecipanti al sistema di scambio delle quote di emissione sono tenute a registrare e notificare le proprie emissioni di CO₂ a partire dal gennaio 2005. Il numero di quote necessario a coprire le emissioni del 2005 deve essere restituito ad aprile 2006; il numero di quote necessario a coprire le emissioni del 2006 deve essere restituito entro aprile 2007; ecc.....

⁸³ Si parla di c.d. *banking* dei diritti in eccedenza, quando vengono accantonati e utilizzati in un momento successivo.

⁸⁴ Art. 3.13: "*Se le emissioni di una Parte inclusa nell'Allegato I, nel corso di un periodo di adempimento, sono inferiori alla quantità che le è stata assegnata in virtù del presente articolo, tale differenza sarà sommata, su richiesta di detta Parte, alla quantità che le è stata assegnata per i successivi periodi di adempimento.*"

Al fine di venire incontro alle esigenze delle PMI soggette al regime della Direttiva ma che non sono dotate di una propria struttura organizzativa tale da poter ottemperare agli obblighi in maniera efficiente e non costosa, l'art. 19 del D. Lgs. (in attuazione dell'art. 28 della Direttiva) consente ai gestori degli impianti che svolgono un'attività elencata nell'allegato A di costituire un "raggruppamento" di impianti per un certo periodo nominando un amministratore fiduciario quale responsabile per l'adempimento degli obblighi. All'amministratore fiduciario del raggruppamento è conferito dai gestori degli impianti partecipanti, un quantitativo totale di quote di emissione pari alla somma delle quote assegnate agli impianti stessi.

5. L'*Italian Carbon Fund*.

Negli anni, il Governo Italiano ha manifestato con diversi atti concreti ed in tutte le sedi appropriate il proprio interesse e favore dei meccanismi di progetto. Il Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni dei gas responsabili dell'effetto serra 2003-2010, allegato alla delibera CIPE n. 123 del 2002 e redatto dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio in riferimento alla legge n. 120, propone con forza il ricorso ai meccanismi flessibili del protocollo di Kyoto come provvedimenti aggiuntivi ed integrativi per il raggiungimento dell'ambizioso obiettivo di riduzione delle emissioni, che difficilmente può essere raggiunto attraverso le sole misure domestiche (a meno di investimenti esorbitanti).

In questo contesto si colloca la scelta di istituire presso la Banca Mondiale un fondo di acquisto di crediti (si mira a circa 40 milioni di tonnellate di CO₂ nel periodo 2008-2012) derivanti da attività di JI e di CDM⁸⁵.

L'art. 19, co. 7, del D. Lgs. n. 216/2006 accentua un aspetto problematico relativo al funzionamento del *Carbon Fund*.

Nell'ambito delle procedure che lo regolano, si trova un rinvio ad un decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio – Direzione per la Ricerca Ambientale e lo Sviluppo (RAS), che definisca "le modalità attraverso cui i crediti derivanti da progetti JI e CDM finanziati dal Fondo sono trasferiti alle imprese che necessitano di quote per ottemperare ai loro obblighi". Non si fa intendere la possibilità che le imprese partecipino al Fondo⁸⁶ e che possano ricevere crediti per la "quota" di partecipazione, bensì si scrive che i crediti acquistati potrebbero essere messi a disposizione delle imprese italiane *tout court* per ottemperare agli obblighi di cui alla Direttiva ET.

Si intravede così il rischio di snaturare la funzione originaria del fondo di investimento presso la Banca Mondiale. Fermo restando il principio del divieto della doppia contabilizzazione delle quote di riduzione⁸⁷, delle due l'una: o i crediti vanno in quota Italia per contribuire al raggiungimento degli obiettivi di riduzione di cui alla Legge n. 120/2002, oppure vanno in quota alle imprese che necessitano di ottemperare ai propri obblighi.

Se poi l'imminente Decreto Direttoriale (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio – Direzione per la Ricerca Ambientale e lo Sviluppo) vorrà affrontare anche l'ipotesi inversa, cioè quella di dover definire le modalità attraverso cui i crediti derivanti da progetti JI e CDM sviluppati da imprese italiane possono essere acquistati dall'*Italian Carbon Fund*, si tenga presente che gli interessi del Paese-Italia tenuto a raggiungere i c.d. *Kyoto targets* non sono paralleli e coincidenti con quelli di un'azienda italiana che sviluppa all'estero un progetto JI o CDM e che si auspica di vedersi riconosciute le relative *Emission Reduction Units* - ERUs o i relativi *Certified Emissions Reductions* - CERs⁸⁸. Soprattutto in termini di prezzo della unità di riduzione.

⁸⁵ Sul sito www.carbonfinance.org si trovano le informazioni sull'*Italian Carbon Fund*, operativo dal 28 gennaio 2004 ed orientato soprattutto verso progetti di CDM in Cina, nelle regioni del Mediterraneo, del Medio Oriente ed in America Latina.

⁸⁶ Il Fondo è dotato di un capitale di *tot* milioni di dollari messi a disposizione dal Ministero dell'Ambiente e del Territorio. Questa dotazione è destinata ad aumentare nel tempo, dal momento che il Fondo rimane aperto alla sottoscrizione di soggetti italiani. Il contributo minimo per i partecipanti è di 1 milione \$.

⁸⁷ Si veda il punto 10 della premessa alla "linking directive".

⁸⁸ Vedi nota 74.

L'interesse dell'Italia sarà quello di spendere il meno possibile per racimolare il maggior numero di quote con le risorse allocate, poco contando il "chi" ed il "dove" dei progetti; l'interesse dell'azienda sarà quello di ottenere un prezzo di vendita più alto possibile, essendo tenuta (eventualmente) a contribuire alla riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra per il tramite degli obiettivi assegnati nel Piano di Allocazione Nazionale nell'ambito del sistema europeo di scambio delle quote.

Onde evitare di imbattersi in situazioni che poi potrebbero risultare di difficile gestione, le attività istituzionali dovrebbero limitarsi a svolgere iniziative (dirette alle imprese italiane) di "promozione" e "formazione" per la partecipazione ai meccanismi di progetto.

6. Le borse delle quote di emissioni.

Il quadro giuridico del sistema di scambio non stabilisce come e dove ha luogo lo scambio delle quote di emissione. Le imprese soggette a impegni di riduzione delle emissioni potranno scambiare direttamente tra di esse le quote di emissione oppure venderle o acquistarle per il tramite di un mediatore, di una banca o di *brokers* specializzati⁸⁹.

Il *trading* viene effettuato in prevalenza fuori dal mercato regolamentato⁹⁰, con scambi di tipo bilaterale.

Così come si lascia la possibilità dello sviluppo di veri e propri mercati organizzati (borse di scambio delle quote).

Importanti borse che al momento aiutano le compagnie a comprare e vendere i crediti di carbonio sono: il Chicago Climate Exchange⁹¹, la European Climate Exchange⁹², il norvegese Nord Pool, la tedesca European Energy Exchange e la francese Powernext⁹³.

Anche l'Italia avrà la sua borsa delle quote di emissione presso il Gestore del Mercato Elettrico. Le contrattazioni delle quote di emissione avverranno sulla base della negoziazione continua nel corso di diverse sessioni di scambio. Il GME organizzerà un *book* di negoziazione⁹⁴ (uno per ogni anno di riferimento fino al 2007) nel quale, durante la sessione di contrattazione, ogni operatore potrà inserire le proposte di negoziazione (acquisto o vendita) indicando l'anno di validità di riferimento delle quote di emissione, la quantità e il prezzo riferito ad una quota di emissione. Le proposte di acquisto e di vendita verranno ordinate secondo priorità di prezzo e, in caso di prezzo uguale, secondo l'ordine temporale di ricevimento dell'offerta da parte del sistema informatico del GME e automaticamente abbinate.

Il Mercato delle Quote di Emissione del GME consentirà ai relativi operatori di ricercare sul mercato la controparte negoziale, di scambiare permessi di emissione secondo regole certe e predefinite, garantendo: indifferenza di controparte; trasparenza; efficienza nella formazione dei prezzi; sicurezza delle transazioni.

E' già stato preparato⁹⁵ il "Regolamento del Mercato delle quote di emissione dei gas ad effetto serra".

⁸⁹ Per la compravendita di quote sono stati predisposti standards contrattuali da organismi quali l'International Swaps and Derivatives Association (www.isda.org) e l'International Emission Trading Association (www.ieta.org).

⁹⁰ C.d. OTC: *Over the Counter*.

⁹¹ Il CCX (www.chicagoclimatex.com) ha come soci: Ford, DuPont, Ibm, Motorola, Rolls Royce e l'italofrancese Stmicroelectronics.

⁹² Il Chicago Climate Exchange è proprietario della ECX (www.europeanclimateexchange.com), che ha sede ad Amsterdam. L'ECX utilizza i sistemi elettronici del mercato dove si trattano i barili di Brent (l'International Petroleum Exchange - Ipe), situato a Londra. L'ECX fornisce il software e l'architettura finanziaria, l'Ipe l'infrastruttura.

⁹³ Si possono consultare i seguenti *websites*: www.nordpool.no, www.eex.de, www.powernext.fr.

⁹⁴ Per *book* di negoziazione si intende il prospetto video in cui è esposto l'insieme delle proposte di negoziazione immesse dagli operatori nel sistema informatico del mercato, ordinate in base al prezzo e all'orario d'immissione.

⁹⁵ E scaricabile *on line* dal sito del Gestore del Mercato Elettrico.

7. Il prezzo delle quote di emissioni⁹⁶.

Come in qualsiasi altro libero mercato, il prezzo delle quote di emissione dipende essenzialmente dall'offerta e dalla domanda⁹⁷.

E' stato posto il problema dei costi per realizzare gli obiettivi di Kyoto e il relativo quesito sulla competitività europea messa a repentaglio dal sistema dello scambio di quote.

Studi della Commissione rivelano che gli obiettivi possono essere realizzati con un costo annuo compreso tra 2,9 e 3,7 miliardi di euro, pari a meno dello 0,1% del PIL dell'UE. Uno di questi studi ha concluso che senza il sistema di scambio delle quote di emissione i costi potrebbero raggiungere i 6,8 miliardi di euro. La ripartizione di questi costi dipende dalle decisioni prese nei piani di assegnazione e dalle ulteriori misure di controllo delle emissioni. L'attuazione degli obiettivi di Kyoto comporterà per le imprese nuove certamente nuovi costi, che però vanno valutati in relazione alle nuove opportunità commerciali per i fornitori di tecnologie pulite a basse emissioni di carbonio, in Europa e in tutto il mondo, nonché ai vantaggi a medio termine per l'industria europea legati alla transizione verso un'economia mondiale a bassa emissione di carbonio.

Al momento sembra che lo scambio delle quote di emissione non provocherà un aumento del prezzo dell'energia elettrica: esistono altri fattori più rilevanti⁹⁸ che hanno ripercussioni dirette sul prezzo dell'energia elettrica e lo scambio delle quote di emissione è marginale⁹⁹.

Il prezzo dell'anidride carbonica (che a metà settembre 2006 si aggira intorno a € 16-16.50 per tonnellata) alla fine di aprile ha perso più del 50%. La causa è stata la pubblicazione dei rapporti nazionali che mostravano un eccesso di quote di emissioni, rimaste inutilizzate a Olanda, Repubblica Ceca, Francia, Lituania ed Estonia: le industrie europee non avevano utilizzato tutte le quote di emissione di CO₂ messe loro a disposizione nel 2005 nell'ambito del sistema, un'eccedenza di 44 milioni di tonnellate (le imprese che partecipano agli scambi delle emissioni hanno infatti complessivamente immesso nell'atmosfera 1.785 milioni di tonnellate di CO₂, mentre le Autorità nazionali gliene avevano accordate, sotto il controllo di Bruxelles, 1.829 milioni di tonnellate). Diverso invece il caso dell'Italia, della Gran Bretagna e della Spagna che hanno superato le proprie quote.

Se da una parte la notizia ha avuto commenti positivi in quanto mostrerebbe che il protocollo di Kyoto, almeno fino al 2007, può essere applicato più facilmente di quanto si credeva, dall'altra ha mostrato come il mercato sia ancora molto instabile e volatile, soprattutto perché legato a decisioni di natura "pseudo-politica" (quali sono le quantità di emissioni assegnate dalle Autorità Nazionali).

Il corretto funzionamento del mercato legato all'*emissions trading* si baserà su: la necessità di un quadro di riferimento per cui esista una prevedibilità/certezza (almeno nel medio periodo) di un quadro legislativo che garantisca un valore alle emissioni di CO₂; il segnale di un prezzo razionale agli operatori con la relativa possibilità di assicurarsi contro rilevanti variazioni di prezzo (strumenti derivati).

⁹⁶ Per un'analisi quotidiana si rimanda al sito della Point Carbon (www.pointcarbon.com), società norvegese di analisi e consulenza che fornisce prezzi e analisi dei mercati del carbonio.

⁹⁷ La Commissione interverrà solo qualora si verificassero distorsioni per cui si renda necessaria l'applicazione delle norme in materia di concorrenza come per qualsiasi altro mercato.

⁹⁸ *In primis* il costo delle materie prime. Ma anche aspetti strutturali, quali la liberalizzazione del mercato dell'energia e le variazioni nel mercato interno, hanno una notevole incidenza.

⁹⁹ Tuttavia Germania e Francia, secondo quanto reso noto lo scorso maggio dal Ministro francese F. Loos, chiederanno a Bruxelles che sia modificata la Direttiva per evitare riflessi sul prezzo dell'energia.