

Decreto Legislativo sulla Promozione dell'Energia da Fonti Rinnovabili in attuazione della Direttiva 2009/28/CE

Riflessioni, per il Settore Eolico, da parte di:

- Ing. Vito Gamberale e Ing. Giuseppe Garofano *per Alerion Cleanpower*
- Dott. Alessandro Garrone *per il Gruppo ERG*
- Ing. Federico Falck *per Falck Renewables*

Audizione presso la Commissione Industria del Senato

Roma, 19 gennaio 2011

Allegati:

1. Ragioni e Condizioni per lo Sviluppo dell'Industria Eolica in Italia – autori: Prof. Alberto Clò – R.I.E.
2. Lo strumento delle Aste per la Promozione dell'Energia Rinnovabile - Alcuni Elementi di Riflessione – autori: Prof. Alberto Clò - R.I.E.
3. Schema di Decreto Legislativo: Proposte di Modifica

Allegato 1

Ragioni e Condizioni per lo Sviluppo dell'Industria Eolica in Italia – autori: Prof. Alberto Clò – R.I.E.

Ricerche Industriali Energetiche

***Ragioni e Condizioni per lo Sviluppo
dell'Industria Eolica in Italia***

Bologna 17 dicembre 2010

Le ragioni e lo sviluppo dell'eolico

1. Diverse e di diversa natura sono le ragioni che fanno della tecnologia eolica la risorsa rinnovabile verso cui si vanno maggiormente concentrando gli investimenti nei sistemi di generazione elettrica. In Europa, con gli impegni vincolanti assunti col Pacchetto “energia-clima”, come in America e in Asia. Ragioni, in primo luogo, connesse agli obiettivi di contenimento delle emissioni clima alteranti; al rafforzamento della sicurezza energetica; alla sostituzione di input interni a importazioni; allo sviluppo di nuovi settori produttivi; al contenimento della volatilità dei prezzi energetici. Un insieme di obiettivi che ad analizzare le scelte degli investitori, l'eolico è in grado di soddisfare in maniera più ampia di altre possibili opzioni.
2. Un secondo ordine di ragioni che motiva l'impegno nell'eolico è dato dagli avanzamenti tecnologici registrati da questa fonte lungo una *learning curve* che ne fa, nel novero delle rinnovabili, una di quelle che ha segnato i più consistenti miglioramenti di efficienza e di competitività. Tale esito assume maggior rilevanza ove si tenga conto dei miglioramenti *incrementali* che possono ancora conseguirsi, in termini di ottimizzazione dei tassi di rendimento e di operatività, con l'obiettivo di conseguire condizioni di “equivalenza economica” (*grid parity*) nei costi di generazione elettrica nei confronti delle fonti alternative. Le più recenti stime formulate al riguardo da varie istituzioni internazionali concordano sulla possibilità di pervenire a tale risultato nell'arco del prossimo decennio.
3. Verso il suo conseguimento dovranno essere disegnate e finalizzate, nello specifico dei diversi sistemi Paese, le politiche pubbliche di sostegno delle rinnovabili, nel convincimento che non vi potrà essere per loro un solido futuro di crescita se non riusciranno a guadagnare sul piano tecnologico, economico, industriale una piena ed autonoma efficienza economica, energetica, ambientale. Quel che dipenderà dalla capacità innovativa, dalla solidità finanziaria, dalla dimensione produttiva delle imprese che hanno fatto e faranno delle rinnovabili il loro *core business*. Solo costruendo una solida base industriale di tal tipo si potrà gradualmente uscire dalla logica assistenziale che inevitabilmente accompagna la fase transitoria delle rinnovabili e, parallelamente, attenuare le politiche di incentivazione.
4. Vi è un terzo ordine di ragioni a sostegno dell'industria eolica – all'interno del più ampio spettro della *green economy* – ed è il ruolo anticiclico che gli investimenti di tal tipo hanno avuto e stanno avendo nel quadro macroeconomico mondiale. Pur in un quadro di accresciute difficoltà economico-finanziarie, il totale degli investimenti in nuovi progetti nelle risorse rinnovabili è ammontato nel 2009 a livello mondiale a 162 miliardi dollari – più degli investimenti addizionali nelle energie tradizionali – che salgono a 223 miliardi se si aggiungono le capitalizzazioni di nuove società e le operazioni in M&A. I flussi di investimento nell'industria eolica sono ammontati al 56% di quelli dell'insieme delle risorse rinnovabili, consentendo di raggiungere una capacità produttiva su scala mondiale di 159 GW, pari, a rendere l'idea, a 1,5 volte la potenza lorda dell'intero nostro Paese. .
5. Anche in Italia la fonte eolica ha conosciuto un forte sviluppo, con un aumento in un decennio di circa 14-15 volte in termini di potenza, a 4.900 MWe nel 2009, e di produzione, a 6,5 Mld. kWh contribuendo per circa il 40% all'aumento complessivo dell'apporto delle rinnovabili alla produzione nazionale di energia elettrica. L'inadeguatezza della rete ha ridotto l'apporto produttivo di una percentuale stimata nell'ordine del 10%. Lo sviluppo dell'eolico ha consentito di conseguire risultati di notevole rilevanza. In primo luogo, una riduzione *strutturale*, non legata al ciclo negativo dell'economia, delle emissioni di anidride carbonica che, in alternativa sarebbero state nel 2009 superiori di 4 milioni di tonnellate. In altri termini: senza l'eolico il calo delle emissioni registrato nell'anno si sarebbe dimezzato.

Il risparmio monetario delle minori emissioni è valutabile, sulla base dei prezzi nell'anno della CO2 (per altro particolarmente bassi) in circa 53 milioni euro. L'apporto produttivo dell'eolico ha consentito, in secondo luogo, di ridurre il deficit commerciale con l'estero – nell'ipotesi di una sostituzione all'uso del metano – nell'ordine di 280 milioni euro (380 milioni ai prezzi del metano del 2008), cui dovrebbero aggiungersi valori di altre “esternalità positive” (come la sicurezza) di non immediata quantificazione.

Tab.1 Esternalità positive dell'apporto dell'eolico in Italia nel 2009

Emissioni evitate (Mton)	4,0
Prezzo medio annuo CO2 (€/T)	13,2
Monetizzazione CO2 (Mil.€)	52,8
Emissioni Termoelettrico 2009 (Mton)	125,8
Calo emissioni 2008/2009 (Mton)	7,8
Calo emissioni senza eolico (Mton)	3,8
Calo costo importazioni energia (Mil.€)	280

6. Come si evince dalla Tab. 2 la potenza eolica in Italia si colloca al terzo posto tra i maggiori paesi europei, dietro Germania e Spagna e con un leggero vantaggio su quella francese e inglese. Lo sviluppo atteso al 2020 negli altri paesi – stando ai Piani Nazionali d'Azione (PAN) – risulta, tuttavia, molto maggiore di quello italiano, con una sua posizione relativa che scivolerebbe dal terzo al sesto posto. Degno di nota anche il fatto che nei maggiori paesi presi a confronto, il contributo incrementale dell'eolico *offshore* sarebbe molto più significativo di quello atteso ed auspicato in Italia.

Tab. 2 Previsioni sulla potenza eolica in alcuni paesi europei al 2020 (MWe)

	2010	2020	di cui offshore (2020)	Incremento 2010- 2020
Italia	5.800	12.680	680	6.880
Francia	5.542	25.000	6.000	19.458
Germania	27.676	45.750	10.000	18.074
Spagna	20.155	38.000	3.000	17.845
UK	5.430	27.880	12.990	22.450
Svezia	1.873	12.500	500	10.627

Fonte: PAN inviati dai paesi alla Commissione Europea

Le condizioni di un ulteriore sviluppo

7. I positivi e consistenti risultati conseguiti anche nel nostro Paese nello sviluppo delle risorse rinnovabili non costituiscono di per sé una base di riferimento sufficiente a ritenere che gli obiettivi di loro crescita cui il nostro Paese si è vincolato, possano conseguirsi in assenza di un processo di riforma dell'intero settore e dell'intera politica di regolazione su cui tale sviluppo si è sinora basato.
8. Una riforma che delinei un complessivo “*disegno strategico e industriale*” di lungo termine nell'industria delle rinnovabili teso a promuovere gli investimenti, anche d'origine estera, e che abbia la capacità istituzionale di perseguire gli impegni temporali e quantitativi annunciati. Tre le condizioni che a tal fine paiono necessarie:
- un *quadro certo e stabile delle regole* entro cui operano gli investitori, quanto a: procedure autorizzative; modalità di connessione alla rete; politiche di incentivazione. La certezza riduce il rischio che, a sua volta, riduce il rendimento

atteso dagli operatori, con un minor livello necessario di incentivo e un minor onere per la collettività;

- uno *stretto e armonico coordinamento dei diversi livelli decisionali* (europei, centrali, periferici) al fine di attenuare la frammentazione delle normative con impatti negativi sui costi e tempi di investimento;
- *coerenza delle politiche perseguite nel settore delle rinnovabili con l'insieme delle scelte programmatiche* del Governo che dovranno organicamente essere inserite nello “scenario energetico nazionale” previsto dalla “Legge Sviluppo” n.99 del 2009.

9. Queste condizioni non possono dirsi sinora avverate. Il recepimento della Direttiva Europea 2009/28/CE tramite lo “Schema di Decreto Legislativo” recentemente approvato, è occasione e opportunità per avviare tale riforma, che non può che disegnarsi individuando pragmaticamente un ‘punto di convergenza’ dei vari interessi in gioco e che sappia trarre insegnamento dall’esperienza sinora maturata. Quattro sono le linee di indirizzo su cui, ad avviso degli investitori maggiormente impegnati nell’industria eolica, essa dovrebbe modellarsi: certezza della regolazione, razionalizzazione/armonizzazione degli incentivi, politiche organiche di sostegno, recupero della credibilità.
10. *Certezza della regolazione* nelle normative che sovrintendono l’industria delle rinnovabili nei processi autorizzativi e nelle specifiche politiche di regolazione. Certezza che dovrà necessariamente proiettarsi in orizzonti di lungo periodo. Essa costituisce *il presupposto imprescindibile* per ogni strategia e programmazione imprenditoriale; per la crescita di un sistema di imprese nazionali; per il contenimento dei costi di investimento/produzione; per eliminare la ‘discrezionalità amministrativa’ che incentiva comportamenti opportunistici se non, come vedremo, poco commendevoli.
11. Allo stato dell’arte, i numerosi adempimenti amministrativi previsti nel Decreto Legislativo di recepimento della Direttiva Europea 2009/28/CE – specie riguardo al Capo 1 del Titolo V “Regimi di Sostegno – necessari a darne piena attuazione, contengono elementi di indeterminatezza e imponderabilità, nei tempi e contenuti, tali da non consentire agli investitori idonee condizioni di certezza sulla convenienza, fattibilità, finanziabilità dei loro investimenti. Va da sé che la non rapida implementazione dei decreti attuativi del Decreto Legislativo metterebbe a rischio – dati i lunghi tempi di realizzazione degli investimenti – la capacità del nostro Paese di rispettare gli impegni di sviluppo delle rinnovabili assunti in sede europea.
12. *Razionalizzazione e armonizzazione dei meccanismi di incentivazione* al fine di garantire la sostenibilità del sistema nel lungo periodo ed il minor aggravio di costi per i consumatori (pari nel 2009 a 2,8 miliardi euro) nei minori tempi possibili, e di evitare che si formino indebite rendite di posizione, continuando a sussidiare oltremodo e oltre tempo quel che non necessita di sussidi. Tre sono le finalità di una politica di razionalizzazione/armonizzazione degli incentivi.
 - *efficienza produttiva* per minimizzare i complessivi costi dello sviluppo delle rinnovabili, tenendo conto – nel pieno rispetto di una logica economica – dei loro costi relativi, del contributo che esse sono in grado di garantire alla complessiva produzione *incrementale* di rinnovabili (secondo le raccomandazione della Direttiva europea); dei potenziali sviluppi tecnologici di ciascuna fonte.

- *efficienza allocativa*, così da conseguire i migliori risultati dalle risorse impiegate nelle complessive politiche energetiche, relativamente al sostegno sia delle rinnovabili che risparmio energetico;
 - *consolidamento di filiere produttive nazionali* che possano garantire il raggiungimento degli obiettivi che motivano lo sviluppo delle rinnovabili, relativamente al contributo che ne potrà derivare sullo sviluppo di nuovi settori produttivi nel nostro Paese.
13. Che lo sviluppo di industrie nazionali sia stato ottenuto in altri paesi – pur a fronte di un minor montante di incentivi – dimostra il parziale fallimento delle disorganiche e discontinue politiche di incentivazione sinora perseguite nel nostro Paese e comunque la loro insostenibilità nel tempo. Politiche che hanno finito, in taluni casi, per favorire l'industria e le produzioni rinnovabili di altri paesi.
 14. Un'organica ed efficiente politica degli incentivi presuppone tre condizioni: (a) piena consapevolezza degli obiettivi verso cui tendere; (b) approfondita conoscenza delle specificità nazionali su cui si va ad incidere; (c) coerenza, rispetto ai due punti precedenti, degli strumenti regolatori che vengono adottati. La molto minor coerenza tra obiettivi, specificità, strumenti riscontrabile nel caso italiano rispetto agli paesi europei spiega, a nostro avviso, la minor portata dei risultati da noi conseguiti.
 15. Tra le differenze che connotano i diversi sistemi nazionali, tre assumono particolare rilevanza: (a) *differenze tecniche e produttive degli impianti* installati dovute alla quantità di ogni singola rinnovabile disponibile, costi di investimento iniziali, orografia del territorio; (b) *differenze nelle tipologia di meccanismo d'incentivo* concesso (sistemi a tariffa o sistemi a mercato) e conseguente diverso grado di rischio che ne deriva; (c) *durata e incidenza di tutti gli incentivi* concessi nel loro insieme (di tipo fiscale, finanziario, ecc).
 16. *Politiche organiche di sostegno*. Se è pur vero che le politiche di promozione delle risorse rinnovabili hanno fatto sinora perno su quelle di incentivazione economica – in ragione vuoi della non raggiunta competitività con le fonti tradizionali e dell'incertezza delle variabili su cui regge la loro convenienza (prezzi combustibili fossili e della CO₂) – è altrettanto vero che le politiche pubbliche altrove adottate e le Direttive europee propongono una serie di altri strumenti normativi e regolamentari (economici e non) che possono positivamente influenzare le decisioni degli investitori relativamente alla vendita di energia, valutazione degli asset dell'investimento, strumenti di finanza pubblica.
 17. Si fa qui particolare riferimento a contributi/garanzie pubbliche all'investimento avvalendosi del fondo per lo sviluppo delle tecnologie rinnovabili – alimentato dalle entrate del sistema *Emission Trading Scheme* (ETS) con la vendita all'asta delle relative quote – previsto dalla Direttiva n.29 del 2009 ovvero a politiche fiscali di sostegno altrove adottate quali: detrazioni sui profitti reinvestiti; crediti di imposta sulla produzione o sull'investimento; detrazioni fiscali su capitale investito.

Recuperare la credibilità perduta

18. Vi è un'ultima, ma non certo ultima condizione che è necessario soddisfare per garantire un percorso di sviluppo alla fonte eolica nel nostro Paese: il recupero della credibilità perduta a causa di contesti ambientali particolarmente difficili e di biasimevoli comportamenti di una parte, pur ristretta, di operatori. Con il pernicioso effetto di compromettere la complessiva

immagine dell'industria eolica nel nostro Paese, a tutto danno di quella parte che vi si è impegnata con continuità, determinatezza, dispendio di risorse, e che intende/intenderebbe continuare a farlo in un'ottica di lungo periodo.

19. Per recuperare la credibilità perduta è necessario rimuovere le cause che ne stanno all'origine, con proposte innovative che possano segnare – anche nella percezione collettiva – un “punto di svolta” nell'industria eolica nel nostro Paese. Tali cause sono ravvisabili ad avviso di chi scrive, in due ordini di ragioni. *Primo*: nell'assenza o nell'opacità delle regole che hanno accompagnato il forte e al contempo confuso sviluppo dell'eolico. *Secondo*: la defatigante lunghezza, vischiosità, scarsa trasparenza dei processi autorizzativi
20. Si pone, quindi, la necessità di introdurre poche e chiare regole che avviino un processo di *moralizzazione* del settore, pregiudiziale ad ogni altro aspetto negoziale di carattere regolatorio. In particolare:
 - *azzerare o comunque vincolare la richiesta delle autorizzazioni* – vera risorsa scarsa nella realizzazione degli investimenti – all'*effettiva realizzazione* degli investimenti da parte del richiedente ed essere accompagnata dal parere preventivo sulle possibilità d'allaccio. Si otterrebbe, in tal modo, un restringimento del mercato dei permessi; una riduzione dei costi di realizzazione degli investimenti; una maggior certezza sulla loro effettiva implementazione ed esercizio;
 - *riconoscere la possibilità d'operare nei processi autorizzativi a specifici developer*, come accade negli altri paesi europei, su mandato esclusivo da parte delle aziende investitrici e fatte salve caratteristiche di riconosciuta professionalità e affidabilità nel settore dei singoli developer. Una simile norma avrebbe inoltre il pregio di decongestionare la mole di lavoro degli enti locali, accelerando i tempi autorizzativi;
 - dimostrazione da parte della società proponente di svolgere un'attività di produzione e vendita di energia elettrica, con l'impegno a mantenere in proprietà il parco per cui chiede l'autorizzazione per un predeterminato periodo dalla sua autorizzazione,
 - *richiesta di garanzie di sostenibilità e solvibilità finanziaria* alle imprese investitrici come pre-requisito all'ottenimento dell'autorizzazione, con una disponibilità di fondi propri per una percentuale prefissata (25%) dell'investimento da realizzare e la disponibilità della copertura finanziaria della residua parte da un istituto di credito; .
 - *adozione delle procedure previste dalla legge 231* da parte della società proponente, in materia di controllo, sicurezza, rapporti con la pubblica amministrazione, in conformità con quanto ora in vigore per le società quotate in Borsa.
 - *imposizione di un 'application cost' alle società proponenti* a copertura delle spese di istruttoria degli iter autorizzativi, consentendo in tal modo agli enti locali in essi coinvolti di rafforzare la loro capacità professionale di valutazione delle domande di autorizzazione.
21. L'introduzione di tali criteri è condizione necessaria ma non sufficiente alla necessaria moralizzazione del settore, a cui dovrebbe affiancarsi, in applicazione delle Linee Guida previste dal DLgs 387/03, art. 12, avvenuta lo scorso 10 settembre, una maggiore uniformità di approccio, maggiore trasparenza, controllabilità dei processi autorizzativi. Quel che potrà avvenire solo attraverso una coerente traslazione dei principi delle Linee Guida a livello

locale ad opera delle Regioni, con un attento monitoraggio della loro effettiva implementazione.

Considerazioni conclusive

22. La fonte eolica costituisce una delle principali opzioni energetiche che può consentire al nostro Paese di conseguire gli ambiziosi obiettivi di aumento della penetrazione delle risorse rinnovabili, contenimento delle emissioni clima alteranti, attenuazione della dipendenza energetica, sviluppo di nuovi comparti produttivi. L'industria nazionale è pronta a fare pienamente la sua parte fornendo un forte contributo – in termini di investimenti, tecnologie, capacità operative – per il raggiungimento di tali obiettivi. Perché ciò possa avvenire si richiedono condizioni di *certezza* autorizzativa, operativa, regolatoria, proiettate in un arco temporale di lungo periodo, che sinora non possono dirsi pienamente avverate.
23. L'industria eolica è per altro consapevole della necessità di pervenire ad una profonda ridefinizione delle regole che sovrintendono i processi autorizzativi e l'operatività delle imprese al fine di prevenire comportamenti poco commendevoli che, pur marginali nell'insieme dell'industria, hanno nondimeno condizionato negativamente l'immagine e la credibilità dell'intera industria. Le imprese che sono estranee a tali comportamenti e che hanno impegnato loro ingenti risorse sono pienamente disponibili ad una condivisa ridefinizione di tali regole.
24. Lo “Schema di Decreto Legislativo” recentemente approvato dal Governo in recepimento della Direttiva Europea, è occasione e opportunità per avviare la riforma della politica di regolazione del complessivo sistema delle rinnovabili e, al suo interno, del settore eolico. Pur riconoscendovi elementi innovativi, è necessario evidenziare come le profonde modifiche apportate nell'immediato alle regole su cui furono decisi gli investimenti e gli impianti in corso d'esercizio, disattendendo i diritti acquisiti, creano non lievi contraccolpi sulla tenuta finanziaria delle aziende e sulla credibilità del paese verso il sistema bancario.
25. Tutti gli impianti, se non in rari casi, sono stati pianificati dalle aziende utilizzando, infatti, il sistema dei *project financing* per reperire le necessarie risorse finanziarie sulla base di incentivi oggi di molto inferiori. Questo inopinato cambiamento delle regole mentre, da un lato, accentua gli elementi di incertezza che rischiano di compromettere le strategie di investimento delle aziende nel lungo termine, dall'altro, evidenzia l'opportunità che la fase transitoria dal vecchio al nuovo assetto di regole attenui le ragioni di penalizzazione delle aziende.
26. Sempre riguardo lo “Schema di Decreto Legislativo” si evidenziano i limiti del nuovo metodo di incentivazione imperniato nel meccanismo dell'asta, del tutto incerto nelle sue dinamiche attuative e comunque raramente adottato in altri paesi (due sole aste negli ultimi sei anni) a supporto, comunque, di meccanismi di base d'altra natura. In 21 Stati sui 27 dell'Unione Europea lo schema di riferimento degli incentivi è, infatti, quello del “*feed in tariff*” e negli altri 6 quello dei Certificati Verdi.
27. Al di là di queste specifiche osservazioni critiche al suddetto Decreto Legislativo, vi è un'obiezione d'ordine generale che si ritiene di dover ribadire: la *mancaza di certezza* che ne deriva per il futuro dell'industria italiana nel settore delle risorse energetiche rinnovabili, col fondato rischio che il nostro Paese non riesca a conseguire gli obiettivi di loro sviluppo cui si è vincolato in ambito europeo. Un'incertezza che deriva, innanzi tutto, dai numerosi decreti attuativi che dovrebbero dar seguito alle indicazioni in esso contenute. Quote e valori devono essere resi noti nel più breve tempo possibile, così come i loro meccanismi di

modificazione nel tempo. Ciò è necessario per eliminare il più possibile le incertezze per gli operatori e permettere agli investitori di preservare per se il rischio d'impresa ma non subire quello relativo alla legislazione/regolazione.

Allegato 2

Lo strumento delle Aste per la Promozione dell'Energia Rinnovabile - Alcuni Elementi di Riflessione – autori: Prof. Alberto Clò - R.I.E.

**LO STRUMENTO DELLE ASTE PER LA PROMOZIONE
DELL'ENERGIA RINNOVABILE.
ALCUNI ELEMENTI DI RIFLESSIONE PER L'ITALIA**

RIE

con la collaborazione del Prof. Arturo Lorenzoni dell'università di Padova

per

F2I

INDICE

1. PREMESSA.....	pg. 3
2. SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI E COERENZA DEGLI OBIETTIVI..	pg. 4
3. LO STRUMENTO DELLE ASTE IN EUROPA.....	pg. 5
2.1 LE ASTE IN UK E IRLANDA.....	pg. 6
2.2 LE ASTE IN FRANCIA.....	pg. 7
4. LO STRUMENTO DELLE ASTE NEI PRINCIPALI PAESI EXTRA CONTINENTALI.....	pg. 8
4.1 CANADA.....	pg. 8
4.2 BRASILE.....	pg. 9
4.2.1 Cile e Perù.....	pg.10
4.3 CINA.....	pg.11
4.4 CALIFORNIA.....	pg.12
5. CRITICITÀ DEL MECCANISMO DELLE ASTE.....	pg.12
6. ASTE PER L'ITALIA: LA GIUSTA RISPOSTA AGLI OBIETTIVI POSTI?.....	pg.15
7. CONCLUSIONI.....	pg.17

Bibliografia

1. Premessa

I diversi approcci per la promozione delle fonti rinnovabili di energia, possono essere sinteticamente ricondotti a due famiglie: meccanismi di *prezzo* e meccanismi di *quantità*.

Tra i meccanismi di *prezzo* sono annoverate le **Feed In Tariff** (FIT), tariffe riconosciute alla totalità della produzione per un certo numero di anni in cambio della cessione dell'energia e i **Premi** riconosciuti alla totalità della produzione, da aggiungere alla remunerazione sull'energia ottenuta tramite i meccanismi di mercato.

Tra i meccanismi di *quantità* vi sono i **Certificati Verdi** con i quali si stabilisce una quota annua del mercato elettrico riservata alle fonti rinnovabili, per le quali tramite meccanismo competitivo si forma un prezzo, annuale. Le **Aste** rientrano in questa categoria, il prezzo risulta fisso per la durata del contratto nel momento dell'ingresso nel mercato.

L'Italia ha fatto ricorso nel tempo a quasi tutti i sistemi di promozione delle FER. Tutti con varianti succedutesi nel tempo per renderli più razionali o più rispondenti ad esigenze esterne. I principali sistemi adottati ed in vigore, escludendo al momento il riordino dello schema di Decreto del 3 dicembre 2010, sono i seguenti:

Strumento	Categoria	Specificità
CI6	FIT (per 8 anni + 7 di costo evitato)	Prezzi differenziati per fonte (e per tecnologia). I prezzi sono indicizzati secondo formule predefinite
Conto Energia	Premio per 20 anni	Riservato a solare ma con premi differenziati, in particolare per taglia impianto. Il premio rimane costante in moneta corrente per 20 anni. Il premio in vigore a fine 2011 è decurtato del 6% nel 2012 e 2013
Impianti a tariffa onnicomprensiva	FIT per 15 anni	Applicabile su richiesta dei produttori solo per impianti < 1 MW (art. 2, comma 145 fin. 2008). Tariffe differenziate per fonte. Prezzi rivedibili ogni 3 anni
Certificati Verdi	Quota annua con titoli negoziabili	Obbligo a determinati soggetti di consegnare una quota di CV crescente e predefinita (fino al 2012). Diritto dei produttori da FER ai CV per 15 anni. Numero CV riferito alla produzione e differenziato per fonte. Obbligo del GSE di collocare sul mercato e di ritirare dal mercato i CV a un prezzo amministrato

Altri elementi sono le agevolazioni fiscali ed i contributi diretti agli investimenti, questi ultimi tipicamente adottate dalle Regioni e/o enti locali. Ai meccanismi sovraesposti manca solo quanto previsto dallo schema di Decreto che ne costituisce, tra l'altro, la novità più rilevante, ovvero lo strumento delle Aste.

Considerata la difficoltà di implementazione intrinseca in ogni nuovo meccanismo adottato ed i tempi e le incertezze che caratterizzano la nuova scelta attuata dal nostro Paese, non pochi

dubbi sorgono sulle motivazioni che ne hanno spinto l'adozione e sulle reali possibilità di beneficio che questo potrà portare.

2. Sostegno alle fonti rinnovabili e coerenza degli obiettivi

Una valutazione dell'efficacia e dell'efficienza di un sistema di sostegno alle fonti rinnovabili di energia deve necessariamente partire dagli obiettivi che il programma si pone, che non sempre sono esplicitamente espressi e persino coerenti (Verbruggen 2009). Si pensi, oltre ai quasi ovvi benefici ambientali, alla indipendenza energetica nazionale, al coinvolgimento di risorse locali in termini di capitali, conoscenze e lavoro, allo sviluppo di un'industria nazionale, fino ai possibili conflitti tra minimizzazione dei costi di breve e di lungo periodo. Solo avendo chiaro quali obiettivi privilegiare rispetto agli altri è possibile disegnare un programma di sostegno mirato, coerente nei particolari e solido nel tempo. Agli autori del presente documento non è chiaro l'obiettivo del nuovo programma di sostegno italiano, che sembra subire gli obiettivi europei al 2020, trasferiti nel Piano d'Azione Nazionale al 2020 con correttezza formale, ma scarsa progettualità.

In realtà non è sufficiente valutare lo strumento di incentivo, in quanto l'efficacia nella promozione dipende dalla combinazione di fattori diversi, come le procedure autorizzative, le condizioni per la connessione alla rete, la disponibilità del sistema di finanziamento. È la combinazione e la coerenza di questi strumenti che determina la capacità di promuovere gli investimenti ed oggi l'amministrazione locale italiana è decisamente debole, salvo lodevoli eccezioni dovute più all'abnegazione dei singoli che alla capacità del sistema, nell'interloquire in modo efficiente con gli investitori. I grandi progetti di investimento si possono fare solo con una comunione di intenti tra amministrazione e imprese e su questo ci sarebbe da lavorare in primis.

Se pur complessa, una valutazione dei diversi sistemi di incentivo è stata fatta dalla Commissione Europea in preparazione della nuova direttiva 2009/28/CE (EC, 2008), con risultati decisamente a favore dei meccanismi di prezzo, capaci di gestire al meglio il rischio dei progetti. Una disanima interessante dei criteri di valutazione dei programmi di sostegno si trova anche in Neuhoff et al. (2008), che indica nei punti seguenti i fattori da considerare:

- Uso di risorse pubbliche,
- Minimizzazione della rendita economica,
- Assicurazione della dispacciabilità della produzione,
- Robustezza rispetto all'incertezza,
- Minimizzazione del rischio di esiti inattesi,

- Promozione dei benefici accessori (definiti *ax ante!*),
- Raccordo e coerenza con le politiche internazionali,
- Compatibilità con il mercato dell'energia elettrica.

Il costo e la complessità amministrativa dello strumento adottato sono anche parametri importanti di valutazione. Su tale aspetto, certamente la gestione delle gare è costosa rispetto al *feed in*, come mostrato da Neuhoff et al. (2008).

La scelta di strumenti di promozione basati sulla quantità (NFFO inglese, CV italiani, certificati olandesi e belgi) è legata alla ricerca dell'efficienza, confidando che sistemi competitivi possano essere migliori nella riduzione dei costi. Tuttavia l'esperienza recente in Europa, e in Italia, mostra che occorre porre attenzione alla maggior rischiosità che questi strumenti riversano sugli investitori che potrebbero portare a costi maggiori e dunque a un maggior onere per i consumatori (EC, 2008), vanificando di fatto il teorico vantaggio degli strumenti di mercato. Gli investitori e i finanziatori richiedono maggiori profitti per intraprendere gli investimenti.

Non si entra in questo documento nella valutazione generale dei meccanismi di promozione e del loro finanziamento, per i quali si rimanda a contributi specifici (Haas et. al., 2004, 2008), concentrandosi sulla valutazione dell'efficienza e dell'efficacia dello strumento delle aste, in relazione a quelli che si intende possano essere gli obiettivi della politica energetica italiana in vista degli obiettivi vincolanti posti dall'Europa al 2020.

3. Lo strumento delle Aste in Europa

Attualmente gli strumenti di incentivazione delle fonti rinnovabili adottate dai paesi Membri UE sono sintetizzabili come di seguito:

- 18 paesi (Austria, Bulgaria, Repubblica Ceca, Danimarca, Germania, Grecia, Francia, Ungheria, Irlanda, Italia, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Paesi Bassi, Portogallo, Slovacchia, Slovenia, Spagna) utilizzano strumenti differenziati di "feed-in tariffs" o "premi".
 - In molti casi, gli strumenti di "feed-in tariffs" sono limitati nel tempo (come ad. es. in Ungheria) oppure viene prevista una tariffa fissa ridotta dopo 15-25 anni come per la Spagna, Austria, Slovenia e Lettonia (per quanto riguarda l'energia solare). Cipro ed Estonia (per 12 anni) utilizzano "feed-in tariffs" uniformi.
 - I premi sono utilizzati in Danimarca (per 10 anni) e nei Paesi Bassi.

- Repubblica Ceca, Estonia, Slovenia e Spagna offrono la scelta tra *feed-in tariffs* e premi.
- I Certificati Verdi sono utilizzati in Belgio, Italia, Polonia, Romania, Svezia e UK.
 - I programmi hanno un limite di tempo eccetto per la Polonia.
 - Il Belgio stabilisce un prezzo minimo (che varia tra le regioni) , Polonia impone un prezzo (la media del prezzo di mercato dell'anno precedente) e in Romania i prezzi devono mantenersi in un range tra 24 - 42 euro fino al 2012. Solo Svezia e UK non garantiscono il prezzo.
 - la Lituania si è impegnata ad utilizzare i Certificati Verdi a partire dal 2020.
- Danimarca (campi eolici offshore), Francia (eolico, biomass e biogas > 12 MW), Lettonia (eolico sopra i 0.25 MW) e Portogallo (eolico e biomasse) utilizzano anche le aste.
- Malta offre sovvenzioni dirette.

La stragrande maggioranza dei Paesi Membri (21 dei 27) utilizza il "feed-in tariffs" o i "premi" per promuovere l'energia da fonti rinnovabili; 6 stati applicano i Certificati Verdi e alcuni Paesi programmano di adottarli nei prossimi anni. Sono applicati anche altri strumenti come le aste, le sovvenzioni dirette e vari supporti fiscali. Tuttavia questi strumenti sono spesso utilizzati come complemento e supporto agli altri schemi di base individuati.

3.1 Le aste in UK e Irlanda

Le aste sono state utilizzate in Europa a cominciare dal Regno Unito all'inizio degli anni '90 quando il UK Electricity Act del 1989, in coerenza con la liberalizzazione del mercato elettrico, propose delle gare per la costruzione di nuovi impianti alimentati a fonti rinnovabili nell'ambito della Non Fossil Fuel Obligation. Il programma era stato concepito per gravare tutti i consumatori di un importo per kWh destinato a finanziare l'industria nucleare minacciata dalla liberalizzazione a cui, per motivi di accettabilità sociale e in misura minore, erano state aggiunte anche le fonti rinnovabili, da promuovere tramite aste periodiche (Mitchell, Connor 2004). Il NFFO inglese ha amministrato cinque aste tra il 1992 e il 1998, in cui i partecipanti erano invitati a offrire dei prezzi fissi per un contratto di cessione di lungo periodo. Il Governo stabiliva le potenze messe a gara per ciascuna tecnologia e garantiva i contratti con i vincitori; le imprese fornitrici di energia elettrica avevano un obbligo di acquisto sull'energia prodotta, acquistando al prezzo del contratto; il differenziale rispetto al prezzo di mercato dell'energia elettrica era pagato con un prelievo sulla bolletta di tutti i

consumatori (Fossil Fuel Levy). La mancanza di penalizzazioni per la non realizzazione degli impianti ha portato i 5 round del NFFO inglese a bassissime percentuali di costruzione effettiva, circa il 25% sull'intero programma (821 MW su 3271 MW): un insuccesso dovuto alla forte pressione per la riduzione del prezzo d'offerta e l'assenza di vincoli all'uscita dal programma. Un ulteriore fattore di fallimento dello schema NFFO inglese è stata in ogni caso la difficoltà nel raccordare i tempi delle aste con quelli dei processi autorizzativi, fortemente ritardati rispetto a quelli dell'assegnazione delle gare (RE Xpansion, 2005).

In seguito le aste sono state adottate dall'Irlanda fino al 2006 con il programma AER, i cui risultati sono stati simili a quelli del NFFO inglese, con una forte riduzione delle realizzazioni rispetto al programma.

3.2 Le aste in Francia

In Francia la procedura dell'asta è stata adottata dal 2000 per la promozione di eolico e biogas/biomasse per impianti superiori ai 12 MW di potenza (EC 2008). La Francia considera il meccanismo dell'asta preferibile ad altri ove sussistano criteri ambientali e tecnici particolari¹ al fine di selezionare, in condizioni competitive, soggetti qualificati alla realizzazione dell'investimento specifico progettato. Questa procedura viene infatti utilizzata principalmente per le biomasse ed il biogas. Per l'eolico risulta applicata in maniera sporadica, sono state effettuate due sole aste negli ultimi 6 anni.. Per l'eolico terrestre sul suolo continentale francese l'ultima asta si è tenuta nel 2005. A novembre del 2010 è stata bandita un'asta (con scadenza maggio 2011) per installazioni eoliche relative a insediamenti d'oltremare (corsica, guadalupe, martinica, la reunion, san martin, sant barthelemy) per una potenza massima di 95 MW.

Le Aste pertanto non sono strumenti nuovi, sebbene utilizzati meno di altri per le ragioni che cercheremo di illustrare nel proseguo. Non è semplice, infatti, gestire un programma di aste in modo adeguato per raggiungere l'obiettivo di efficienza nei costi che lo strumento si propone, come hanno mostrato gli esiti poco esaltanti, sulla base dei parametri di valutazione indicati sopra, delle esperienze inglese e francese del decennio scorso (Burgers et al, 2009).

Il sistema delle aste sembra essere idoneo per lo sviluppo di progetti ben individuati, in cui s'ha da scegliere lo sviluppatore più efficiente ed economico, piuttosto che per la selezione di un numero di progetti tra tanti, con caratteristiche difficilmente confrontabili, procedure

¹ French national action plan for the promotion of renewable energies 2009-2020. In accordance with Article 4 of European Union Directive 2009/28/EC, pag. 51

autorizzative e tempi di realizzazione diversi. È certamente adatto anche allo sviluppo di progetti con particolari caratteristiche tecniche innovative, dall'eolico off shore nel mare del Nord agli impianti di teleriscaldamento alimentati a biomassa che intende sviluppare il governo norvegese. In questi casi la necessità di messa a punto di soluzioni tecniche particolari ed innovative, il cui costo è difficilmente noto, richiede la procedura di asta per esplorare il prezzo reale dell'energia prodotta e per identificare il partner più idoneo su quell'iniziativa specifica.

A conforto di quanto esposto, le conclusioni di uno studio condotto dalla Commissione Europea (Joan Canton and Åsa Johannesson Lindén) e pubblicato nell'Aprile 2010 che suggeriscono l'adozione del "premio" garantito in aggiunta al prezzo di mercato dell'elettricità come preferibile al *feed in tariffs*. Premio che occorre sia limitato nel tempo e frequentemente rivisto. Quando poi la tecnologia diventa competitiva il mercato dei certificati verdi è considerato il supporto più adatto. Non sono pertanto presi in considerazione altri strumenti di base per l'incentivazione delle fonti rinnovabili.

4. Lo strumento delle Aste nei principali paesi extra continentali

Alcuni Paesi extra continentali hanno adottato le aste come meccanismo di promozione delle fonti rinnovabili. In particolare il Canada, il Brasile, la Cina e la California. Pur sottolineando l'estrema difficoltà del confronto tra questi Paesi ed il nostro, si evidenziano nel seguito alcuni elementi di analisi.

4.1 Canada:

Le aste sono state adottate da due regioni in particolare, l'Ontario ed il Quebec. Nel primo, durante il periodo 2004-2005, il processo di bidding competitivo (RFP - Request for Proposal) portò complessivamente all'assegnazione di 1300 MW di nuovi contratti di cui 1250 riguardanti l'eolico. L'ultima evidenza circa l'uso di questo metodo nella provincia canadese risale al 2009, quando venne lanciata una RFP per l'assegnazione di 500 nuovi MW di eolico, i cui esiti non sono ancora noti.

Tuttavia con la promulgazione del Green Energy and Green Economy Act nel maggio 2009, venne introdotto il sistema delle tariffe feed-in (FIT) che puntava a semplificare i metodi di procurement e a fornire incentivi per gli investitori in tecnologie rinnovabili attraverso prezzi standardizzati e contratti di lungo termine. Applicato a partire da ottobre di quello stesso anno, si trattava del primo programma di prezzi garantiti per lo sviluppo delle FER del Nord America. Di fatto le FIT sostituiscono il precedente metodo RFP, che era il risultato di una severa pressione pubblica volta a mitigare la dipendenza dell'energia elettrica da nucleare e carbone.

La RFP faceva dipendere lo sviluppo dei progetti dalla volontà delle autorità provinciali di negoziare MW, nonché dalle capacità finanziarie del governo provinciale o dei consumatori elettrici provinciali di sostenere gli investimenti, e non anche da criteri di tipo strategico su cui basare le decisioni di investimento. In un tipico processo di RFP, sviluppatori e produttori spendono un significativo ammontare di risorse per soddisfare i requisiti imposti dal governo o dall'autorità provinciale e poter così presentare l'offerta; successivamente, sono spesso costretti a firmare un oneroso contratto di acquisto con l'utility elettrica di stato. In sostanza è un processo lungo ed incerto.

E' quindi nelle tariffe feed-in che il governo dell'Ontario ripone la maggior fiducia per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'eolico in particolare. Solo tre mesi dopo l'introduzione delle FIT, un consorzio coreano guidato da Samsung ha firmato un accordo da 6,6 miliardi di dollari per investimenti in ambito FER nella provincia dell'Ontario: l'obiettivo è la costruzione di 2500 MW di impianti eolici e solari.

Anche in un'altra regione del Canada, il Quebec, si fa ricorso al sistema di RFP come metodo per l'assegnazione di capacità di generazione da rinnovabili, in particolare eolico. Nel maggio 2003 la compagnia elettrica statale HydroQuebec ha lanciato un primo tender per 1000 MW di capacità di generazione da eolico onshore da installare tra 2006 e 2012. I piani di sviluppo sono molto ambiziosi, si fa notare però che a fine 2009 la potenza eolica installata nella regione risultava di 661 MW.

4.2 Brasile:

Per promuovere la generazione elettrica da FER, il Brasile emanò nel 2002 l'Alternative Energy Source Incentive Programme (PROINFA). Il programma si divideva in due fasi: nella prima (2002-2006) l'obiettivo era l'installazione di 3300 MW di capacità di generazione elettrica da turbine eoliche, piccoli impianti idroelettrici e biomassa: 1100 MW per ciascuna fonte. Questa capacità veniva assegnata tramite asta pubblica.

La prima fase del PROINFA non si conclude tuttavia con la firma dei contratti bensì con l'avvio delle operazioni relativamente ai progetti selezionati. Al 2006, data prevista per la sua conclusione, solo un progetto eolico era in grado di avviare le operazioni. I principali vincoli vanno ricercati nella mancanza di risorse finanziarie di gran parte dei proponenti, il che ha comportato fusioni tra partner e cambiamenti di proprietà, e nell'inadeguatezza della capacità locale di produzione di turbine eoliche. I progetti selezionati dovevano infatti rispettare anche il vincolo che il 60% dell'attrezzatura impiantistica venisse prodotta da aziende locali (*local content requirement*), e all'epoca esistevano in Brasile solo due impianti industriali dediti alla produzione di componenti per turbine eoliche. Per questo motivi la *deadline* di questa prima

fase venne ritardata di due anni, al dicembre 2008, comportando uno slittamento anche della seconda fase.

La seconda fase del PROINFA puntava a raggiungere il seguente obiettivo: nell'arco di 20 anni, il 10% del consumo lordo di elettricità doveva provenire da eolico, piccolo idroelettrico e biomasse. Con la riforma del settore elettrico del 2003, venne profondamente modificato il meccanismo che guidava questa seconda fase: venne introdotto un meccanismo d'asta nell'ambito del quale le diverse opzioni rinnovabili venivano messe in competizione tra loro e selezionate in modo da contenere l'aumento delle tariffe elettriche. Per via di questo vincolo, le soluzioni con il più alto costo di generazione (nel caso del Brasile l'eolico) avrebbero incontrato significativi problemi di sviluppo, anche in considerazione di un nuovo e più stringente vincolo rispetto alla prima fase: il 90% dei componenti doveva essere prodotto da imprese nazionali.

I limiti insiti nei meccanismi adottati dal PROINFA si evidenziano nella capacità eolica installata del Brasile che è passata da 22 a 602 MW nel periodo 2002-2009 (36 progetti privati) e altri 10 progetti sono in costruzione per ulteriori 257 MW. Si tenga conto che, secondo il Brazilian Power Potential Report elaborato dall' Electric Energy Research Center (Cepel) nel 2001, il potenziale di generazione elettrica da eolico del Brasile può raggiungere i 145.000 MW, il che evidenzia la necessità di utilizzare altri metodi più favorevoli all'affermazione di questa fonte.

Lo scorso settembre 2010, Enel Green Power si è aggiudicata 90 MW nell'ambito di una gara pubblica svoltasi tramite asta competitiva in cui sono stati assegnati solo 528 MW sui 7000 MW ammessi a partecipare. La vittoria di Enel Green Power riguarda tre progetti caratterizzati da un'elevata ventosità e un fattore di producibilità di circa il 50%, tra i più alti a livello mondiale. Questo vuol dire che gli aerogeneratori potranno lavorare per oltre 4000 ore equivalenti l'anno, ovvero circa il doppio della media europea. Con una capacità installata di 30 MW ciascuno, Cristal, Primavera e Sao Judas saranno in grado di produrre oltre 390.000 MWh all'anno.

4.2.1 Cile e Perù:

Sempre in America Latina, altri due paesi utilizzano il meccanismo delle aste per sostenere lo sviluppo delle FER. In Cile ad esempio, con la Legge sulle Energie Rinnovabili del 2008, si richiede ai produttori di elettricità (>200 MW) di diversificare il mix di fonti primarie affinché il 10% sia costituito da FER. Questo obiettivo vincolante dovrà essere raggiunto gradualmente: si dovrà raggiungere il 5% nel periodo 2010-2014 e si dovranno poi registrare aumenti dello 0,5% l'anno fino al 2024. Per raggiungere il target, il governo ha indetto nel 2010 un'asta pubblica

per l'allocazione di capacità solare e sta preparando il lancio di una nuova asta relativa a 18 aree geotermiche. Per supportare l'esplorazione geotermica, il governo ha altresì predisposto un programma di sussidi volto a restituire alla compagnia di esplorazione una % del costo sostenuto nel caso in cui la perforazione abbia esito negativo.

Anche in Perù il governo è ricorso al meccanismo d'asta per sostenere lo sviluppo delle rinnovabili, unitamente ad alcune misure di tipo fiscale. Nel febbraio 2010, il regolatore peruviano Osinergim ha approvato 26 progetti nel corso di un tender il cui obiettivo è la fornitura di 500 MW di energia elettrica da FER nell'arco di 20 anni. I progetti riguardano biomasse, eolico, solare e idroelettrico con capacità inferiore ai 20 MW.

4.3 Cina:

A partire dagli anni '90, la Cina ha iniziato ad implementare programmi governativi volti a promuovere la produzione di elettricità da FER. Con il Township Electrification Programme (2001-2003) vennero assegnati tramite asta pubblica 20 MW di solare PV, 840 MW di eolico e 200 MW di idroelettrico di piccola scala.

Nel 2003, al fine di sostenere lo sviluppo su larga scala dell'industria eolica, il governo cinese emanò il Wind Concession Programme: le compagnie nazionali e internazionali vennero così invitate a presentare offerte per progetti relativi alla produzione di energia elettrica da fonte eolica onshore di scala relativamente grande (100-200MW).

Nel periodo 2003-2008 sono state lanciate 5 aste per l'aggiudicazione delle concessioni, nell'ambito delle quali sono stati approvati 49 progetti per 8,8 GW di capacità; altri 2 GW sono stati commissionati o sono in costruzione. Tra i progetti vincenti non figura nessuna compagnia straniera; i vincitori sono prevalentemente compagnie di stato cinesi disposte a sacrificare la profittabilità di breve termine proponendo *bid price* anche molto bassi, quel che invece non può dirsi per compagnie private o estere.

In sostanza, fino al 2009 esisteva un doppio sistema di pricing per la fonte eolica: da un lato il prezzo risultante dal meccanismo d'asta per l'assegnazione delle concessioni, e dall'altro quello approvato dal governo valutando i progetti caso per caso (progetti che non rientravano nel Wind Concession Programme). La situazione cambia radicalmente nel luglio 2009, con l'introduzione di tariffe feed-in per l'eolico, da applicarsi per l'intero periodo di vita utile dell'impianto (20 anni), e definite in base alla ventosità della regione e alle condizioni di costruzione.

Nel maggio 2010, la Cina ha poi lanciato la prima asta per l'assegnazione di 4 concessioni eoliche offshore, tutte concentrate nello Yanchen (Jiangsu) e aventi una capacità complessiva installata di 1000 MW. Questa nuova asta si differenzia dalle precedenti in quanto il peso della componente prezzo si riduce; il 40% della valutazione dei progetti dipende dalla fattibilità della

soluzione proposta dal partecipante all'asta, in termini di costruzione e operatività dell'impianto.

4.4 California:

La California Public Utility Commission (CPUC) ha ufficialmente lanciato nel dicembre 2010 il suo Renewable Auction Mechanism (RAM) volto a sostenere un maggiore sviluppo dei progetti sulle rinnovabili inferiori a 20 MW. Le tre maggiori utilities statali organizzeranno due volte all'anno un'asta nell'ambito della quale gli sviluppatori dovranno presentare offerte non negoziabili. Quelle ritenute fattibili, verranno classificate in ordine crescente di prezzo (dalla più bassa alla più alta) fino al raggiungimento di una capacità complessiva di 1 GW. Per evitare il fenomeno dell'underbidding, è stata prevista l'introduzione di misure volte ad evitare la mancata realizzazione del progetto, quel che spesso si verifica quando il meccanismo di selezione si basa sul prezzo più basso. Una di queste misure consiste nella costituzione da parte dello stesso sviluppatore di un deposito di sicurezza ad un prezzo per kilowatt predefinito. Una seconda misura prevede un deposito a garanzia della produzione di energia elettrica di ciascun progetto. Per progetti inferiori a 5 MW, il deposito (performance deposit) dovrebbe attestarsi a 20 dollari per kilowatt. Per i progetti di maggiori dimensioni, i depositi dovrebbero corrispondere al 5% delle entrate attese.

5. Criticità del meccanismo delle Aste

La gestione delle aste è particolarmente **impegnativa sul piano amministrativo** e richiede grandi competenze. Un atteggiamento trasparente, fermo e tecnicamente valido è condizione irrinunciabile per garantire agli operatori la fiducia necessaria per la partecipazione al processo di selezione e accesso al mercato. La mancata enunciazione degli obiettivi di lungo periodo, il mancato rispetto delle scadenze poste, la mancata definizione dei dettagli contrattuali proposti sono tutti fattori di indebolimento della credibilità del meccanismo, con conseguente allontanamento degli investitori più qualificati. La stabilità e prevedibilità del procedimento è il primo requisito per la sua operatività.

Capacità di generazione da eolico prevista e realizzata tramite sistemi di bidding competitivo nei principali Paesi		
MW	Capacità assegnata	Capacità installata 2009
Paese e data del tendering		
Ontario (Canada-2004/2005) (1)	1250	1102
Quebec (Canada-2003) (2)	1000	447
Brasile (PROINFA) (3)	1422	580

Cina (Wind Concession Programme (2003-2008))	8800	4000
Francia (2005) (4)	1000	278
UK (1992 - 1998) 5 aste per rinnovabili (non solo eolico)	3271	821

(1) Si fa riferimento alla I e II Request for Proposal (2004-2005) nell'ambito delle quali sono stati assegnati contratti per 1300 MW di generazione elettrica da FER, di cui 1250 riguardanti il solo eolico.

(2) In Quebec, nell'ambito della prima Request For Proposal del maggio 2003 sono stati assegnati 1000 MW di capacità di generazione da eolico onshore da installare tra 2006 e 2012. Al 2009 sono stati installati 447 MW sui 1000 assegnati, mentre altri 370,5 sono in costruzione

(3) Si considerano le aste indette nell'ambito del programma PROINFA. Non vengono invece incluse le aste indette a partire dal 2009 in quanto non vi sono ancora dati sui progetti realizzati.

(4) Si tratta della potenza messa ad asta (1000 MW) e dei progetti successivamente scelti dalla commissione di regolazione dell'energia (CRE).

Come si vede dalla tabella precedente l'asta è uno strumento che risulta utilizzato per l'assegnazione di lotti di potenza di alte dimensioni. L'incertezza ed i tempi lunghi nella sua realizzazione sono altre caratteristiche che si evidenziano.

Nelle esperienze conseguite, lo strumento delle aste ha mostrato di conseguire **obiettivi quantitativi inferiori rispetto a quelli previsti**. Questo è riconducibile alla difficoltà nell'ottenere le necessarie autorizzazioni ed il finanziamento in una fase successiva a quella dell'asta o altresì di mantenere il progetto nei prezzi di acquisizione. Per ovviare al primo limite è possibile introdurre delle penali per i progetti vincitori che non realizzino l'investimento entro un termine prestabilito, ma tale misura sposta il rischio del progetto sugli sviluppatori, con conseguente incremento del costo di sviluppo (Neuhoff 2008).

Vi sono diverse scelte critiche nella messa a punto di un meccanismo d'asta. Le si richiamano di seguito.

Allocazione del rischio e livello di impegno per la partecipazione

Per il successo del meccanismo è auspicabile che i progetti offerti siano in numero superiore a quelli che si intende sviluppare. Questo comporta un rischio per la partecipazione, che può rappresentare un costo non recuperabile per i partecipanti non vincitori. In tale prospettiva, un aspetto determinante è la definizione della tipologia di gara: progetto preliminare o definitivo, autorizzato o non ancora? A seconda dei requisiti il costo di partecipazione, e il rischio relativo, aumentano in modo importante, con potenziale effetto disincentivante.

Rischio di sotto-realizzazione e disincentivi finanziari

Si è osservato che ove non siano sufficientemente forti le penali per la mancata realizzazione, le aste portano a una sistematica sotto-realizzazione dei progetti, per le difficoltà già enunciate nel processo autorizzativo e nel finanziamento; per il successo delle aste è decisivo l'impegno

finanziario richiesto per partecipare (*financial commitment*) e il tipo di penalizzazioni previste in caso di rinuncia: se troppo basse si rischia di vedere svanire i progetti, come accaduto con il NFFO inglese; se troppo alte, si rischia di disincentivare i partecipanti, non propensi ad assumersi il rischio.

Non è scontato tuttavia che le penalizzazioni siano efficaci: nel caso in cui la rinuncia non sia imputabile all'investitore, ma a interlocutori terzi coinvolti nel processo autorizzativo, come poter esigere la penale? Le zone grigie di responsabilità difficilmente imputabile sono molte e il contenzioso potrebbe essere elevatissimo. È anche vero che la penalizzazione potrebbe dissuadere potenziali investitori, che non intendano mettere a rischio il proprio progetto a fronte di rischi che non possono gestire direttamente.

I giochi strategici

In base all'esperienza maturata nei paesi europei, il sistema delle aste si presta a diversi giochi strategici da parte degli operatori. Ad esempio, per le tecnologie con prezzi dei componenti in riduzione, come la gran parte delle giovani tecnologie del settore dell'energia rinnovabile, gli assegnatari dell'asta tenderanno a ritardare il più possibile l'esecuzione dei lavori, al fine di beneficiare di una riduzione di costo che è totalmente incamerata come profitto. Come si è sperimentata la partecipazioni alle gare col solo scopo di danneggiare i concorrenti. Nella connessione alla rete in Italia vi sono stati operatori che hanno adottato tale politica, presentando domande fasulle al fine di rendere difficile la connessione di impianti concorrenti. Nel caso delle gare, tale comportamento ostruzionistico può essere prevenuto in diversi modi:

- con dei costi di accesso alla gara elevati,
- spostando la gara ad una fase avanzata del processo di sviluppo del progetto, introducendo però barriere elevate all'ingresso per tutti e costi elevati per i progetti non vincitori,
- mettendo a gara la realizzazione di impianti specifici, identificati dall'ente gestore e non dal proponente, come nel caso dell'off shore danese. La fase di sviluppo viene in questo caso gestita per via amministrativa.

In tutti e tre i casi vi sono altri aspetti critici associati con la soluzione al problema, che la rendono poco desiderabile per l'Italia. Infatti, ponendo condizioni di accesso costose, si alza il livello di rischio della partecipazione, escludendo tutti gli sviluppatori che non abbiano capitalizzazione adeguata; spostando la gara a progetti autorizzati, si disincentiva completamente lo sviluppo in un contesto amministrativo estremamente complesso e rischioso

come quello del rilascio delle autorizzazioni nelle regioni italiane; mettendo a gara progetti specifici si va verso una programmazione dall'alto degli investimenti che in passato ha dato pessimi risultati (si veda l'atlante del vento fatto negli anni '90, o il potenziale per la biomassa sviluppato da ENEA sempre negli anni '90).

Prezzi minimi d'offerta

Per assicurare che la concorrenza non spinga ad offrire un prezzo troppo basso per i contratti, è ipotizzabile l'introduzione di prezzi minimi, difficili da individuare, ma certamente assai apprezzati dai finanziatori. In ogni caso, è ragionevole pensare che i prezzi d'offerta si allineeranno sul prezzo base d'asta, in caso di scarsa potenzialità della fonte, sul pezzo minimo in caso di grande potenzialità. La definizione della banda di oscillazione dei prezzi dei contratti, dunque, rende il meccanismo delle aste simile al FIT, con risparmi modesti in caso di effettiva concorrenza.

Si riassumono nello schema seguente i limiti individuabili nello strumento delle aste:

I limiti delle aste:

- **Processo determinato dai tempi dell'amministrazione e non da quelli dell'impresa: rischio di ritardi, burocratizzazione (ulteriore), contenziosi amministrativi.**
- **Discrezionalità dell'amministrazione nella scelta delle tecnologie da promuovere e dei tempi di sviluppo dei progetti.**
- **Necessità di una struttura amministrativa forte, indipendente, tecnicamente valida.**
- **Pericolo di contenzioso, soprattutto quando si introducano elementi discrezionali nella valutazione, come nel caso di Eole 2005 in Francia, dove erano valutati anche i benefici di lungo termine della soluzione proposta, l'affidabilità finanziaria dei proponenti, il rispetto dell'ambiente.**
- **Rischio di partecipazione con fini ostruzionistici e di gioco strategico.**

6. Aste per l'Italia: la giusta risposta agli obiettivi posti?

L'obiettivo di lungo termine alla base della politica energetica e ambientale europea è la decarbonizzazione dell'economia all'orizzonte del 2050 e oltre, che implica una nuova rivoluzione industriale di grande momento e che richiede la costituzione di un settore industriale nuovo legato agli investimenti energetici. (Jacobsson et al, 2009) Questo obiettivo coniuga gli

obiettivi ambientali con obiettivi di crescita economica, identificando nell'innovazione e nella potenzialità di mercato delle nuove tecnologie una via primaria per la competitività economica europea nel medio periodo.

La scelta dello strumento di promozione degli investimenti nelle fonti rinnovabili dovrebbe di conseguenza essere sintonizzato anche sull'obiettivo di lungo periodo, di tipo industriale. E **i meccanismi di tipo competitivo non sono i migliori per consentire un'attività di ricerca e di innovazione collegata allo sviluppo del settore, capace di rafforzare la competitività delle imprese.** Al contrario, si tenderà a privilegiare soluzioni standard e sicure, capaci di garantire ora la competitività della produzione. L'obiettivo di breve termine, la minimizzazione dell'esborso per il sostegno, è in contrasto con quello di lungo, lo sviluppo di un'offerta industriale competitiva.

È vero invece che la letteratura internazionale ha mostrato con chiarezza (Lewis, Wisser, 2007) che l'industria si è sviluppata primariamente nei paesi con sistemi di sostegno stabili e non rischiosi, tali da consentire di percorrere le curve di apprendimento in modo rapido ed efficace. I casi della Danimarca, Germania e Spagna nell'eolico, dell'Austria nella biomassa, ma anche di imprese italiane nella giovane filiera del solare fotovoltaico – si pensa ai casi di Terni Energia o ESPE, che nella fase di realizzazione e gestione degli impianti sono oggi competitive su scala internazionale – mostrano che la prevedibilità del mercato e la sua stabilità sono gli ingredienti primari per lo sviluppo di un'offerta competitiva nel lungo termine in questi giovani settori. Sul fronte dello sviluppo industriale le Aste non sembrano le più indicate per gestire gli obiettivi del settore nel lungo termine.

Certamente, la criticità maggiore evidenziata dalla letteratura è legata al disegno della procedura da raccordare con gli aspetti autorizzativi e di immissione in rete e alla **gestione amministrativa delle gare**, che deve essere prevedibile, trasparente e tecnicamente ineccepibile. **Guardando al numero di soggetti da coinvolgere e ai diversi livelli amministrativi che intervengono nella fase autorizzativa in Italia e nelle regioni, i dubbi sull'efficacia dello strumento sembrano legittimi.** La conferenza unificata Stato – Regioni non è riuscita negli ultimi tre anni a ripartire l'obiettivo del 17% al 2020 tra le regioni italiane, indebolendo molto la credibilità del PAN presentato dall'Italia in Europa. Si pone pertanto la questione di come si riuscirà a coordinare le gare, con procedure di un ordine di grandezza più complesso rispetto al *burden sharing* mancante.

La sola scelta delle potenze da mettere a gara in ciascun anno richiede una conoscenza dei potenziali e dello stato del mercato che è assai difficile da acquisire. A titolo di esempio si pensi

alla distribuzione del fotovoltaico nei primi due anni del Conto Energia: nessun esperto del settore avrebbe indovinato la distribuzione degli investimenti; il mercato ha lavorato meglio di qualsiasi programmatore. Sembra velleitario poi conoscere il tasso di mortalità dei progetti per programmare le gare in modo da assicurare una potenza in esercizio capace di raggiungere il target di medio periodo.

7. Conclusioni

Tutti i paesi membri dell'unione europea adottano come schema base per l'incentivazione delle fonti rinnovabili il feed in tariffs/premiums o i certificati verdi. Le aste sono adottate solo in rari casi e con alta specificità come meccanismo di completamento degli schemi base scelti.

Le motivazioni di tale adozione limitata delle aste, non sono da ricercare nella novità dello strumento ma nei suoi limiti di applicazione. Il meccanismo delle aste, pur attraente sul piano concettuale, presenta una serie di complessità sul piano amministrativo che lo rendono poco desiderabile in relazione agli obiettivi di crescita delle fonti rinnovabili in Italia e di contestuale sviluppo di una capacità industriale nel settore. I costi e le incertezze del programma di selezione dei progetti, oltre al possibile blocco in qualsiasi momento anche in assenza di provvedimenti normativi ad hoc, possono minare la fattibilità dell'obiettivo 2020 e mettere in discussione il consolidamento della giovane industria delle fonti rinnovabili in Italia.

Bibliografia

- EC (2010) Economic and Financial Affairs - Support schemes for renewable electricity in the EU - Joan Canton and Åsa Johannesson Lindén - March 26, 2010
- EC (2009) Commission staff working document - The Renewable Energy Progress Report - Accompanying document to the Communication from the Commission to the Council and the European Parliament - The Renewable Energy Progress Report - Commission Report in accordance with Article 3 of Directive 2001/77/EC, Article 4(2) of Directive 2003/30/EC and on the implementation of the EU Biomass Action Plan COM(2005)628 {COM(2009) 192 final
- De Paoli L., Gli incentivi per la generazione elettrica da rinnovabili: gli strumenti per realizzare gli obiettivi al 2020 - Università Bocconi, Milano; Roma, 9 dicembre 2010
- Cahier des charges de l'appel d'offres n° 2010/S 143-220129 portant sur des installations de production d'électricité à partir de biomasse - Ministère de l'Ecologie, de l'Energie du Développement durable et de la Mer - République Française
- Cahier des charges de l'appel d'offres n° 332689-2010-FR portant sur des installations éoliennes terrestres de production d'électricité en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à La Réunion, à Saint-Barthélemy et à Saint-Martin - Ministère de l'Ecologie, de l'Energie du Développement durable et de la Mer - République Française
- Cahier des charges de l'appel d'offres « centrales éoliennes terrestres » 30.01.2005 - Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie - République Française
- Ecofys International BV, Policy Instrument Design to reduce financing costs in renewable energy technology projects, IEA-Renewable Energy Technology Deployment, ottobre 2008.
- Ontario Ministry of Energy, Request for Proposal, 2005
- Canadian Wind Energy Association, Powering Canada's Future, 2009
- Scott Victor Valentine, Canada's constitutional separation of (wind) power, Energy Policy, 2010, vol. 38, issue 4, pages 1918-1930
- Hydroquebec Pressrelease, dicembre 2010
- CASES (Cost Assessment of Sustainable Energy Systems) Assessment of policy instruments to internalise environmental related external costs in non-EU Member States, 2008
- Ricardo Marques Dutra_, Alexandre Salem Szklo , Incentive policies for promoting wind power production in Brazil: Scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the New Brazilian electric power sector regulation, 2007
- PSR Inc, Wind Power Insertion Through Energy Auctions in Brazil, 2010 IEEE general Meeting, Minneapolis.
- Enel Green Power Press release, 2010
- Latin American Policy Changes, www.latva.org
- Judith A. Cherni, Joanna Kentish, Renewable energy policy and electricity market reforms in China, 2007
- J. Lewis, R. Wiser, Fostering a renewable energy technology industry: an international comparison of wind industry policy support mechanism, 2006.
- EC (2008): COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT The support of electricity from renewable energy sources, SEC(2008) 57 Accompanying document to the Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the promotion of the use of energy from renewable sources {COM(2008) 19 final}
- RE-Xpansion (2005), Altener Project final report, WP2 Evaluation of renewable support schemes, by Risoe and EWEA.
- Neuhoff K. et al, (2008), Implementation of EU 2020 Renewable Target in the UK Electricity Sector: Renewable Support Schemes, RedPoint Energy Ltd.
- Verbruggen A. (2009) Performance evaluation of renewable energy support policies, applied on Flanders' tradable certificates system, Energy Policy 37 (2009) 1385–1394.

- Jacobsson S., Bergek A., Finon D., Lauber V., Mitchell C., Toke D., Verbruggen A. (2009), EU renewable Energy support policy: Faith or facts, *Energy Policy* 37 (2009) 2143–2146.
- Lewis J., Wiser R. (2007), Fostering a renewable energy technology industry: An international comparison of wind industry policy support mechanisms, *Energy Policy* 35 (2007) 1844–1857.
- Fouquet D., Johansson T. (2008), European renewable energy policy at crossroads—Focus on electricity support mechanisms, *Energy Policy* 36 (2008) 4079–4092.
- Burgers J. et al. (2009), System integration of distributed generation – Renewable energy systems in different European Countries, Report Kema Consulting, Arnheim.
- Mitchell, C., Connor, P., 2004. Renewable energy policy in the UK 1990–2003. *Energy Policy* 32 (17), 1935–1947.
- GreenStream Network Plc (2010), Opportunities to utilise tendering as a part of a feed-in tariff system, final report for Finnish Energy Industries, The Federation of Finnish Technology Industries & Confederation of Finnish Industries, JR-100115-P7320-007.
- Haas R., Meyer N., Held A., Finon D., Lorenzoni A., Wiser R., Ken-ichiro Nishio K., (2008) Promoting electricity from renewable energy sources – lessons learned from the EU, U.S. and Japan, in Sioshansi F., *Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, and Performance*, Elsevier 2008, ISBN: 978-0-08-047172-3.
- Haas R., W. Eichhammer, C. Huber, O. Langniss, A. Lorenzoni, R. Madlener, P. Menanteau, P. -E. Morthorst, A. Martins, A. Oniszk, J. Schleich, A. Smith, Z. Vass, A. Verbruggen (2004): How to promote renewable energy systems successfully and effectively, *Energy Policy*, Volume 32, Issue 6, Pages 833-839 (April 2004).

Allegato 3

Schema di Decreto Legislativo: Proposte di Modifica

Schema di Decreto Legislativo: Proposte di Modifica

Art. 22

Al comma 1

- Si ravvisa la necessità che **l'entrata in vigore del nuovo regime di incentivazione sia fissata al 31 dicembre 2013**. Cio' in considerazione del fatto che per ottenere il finanziamento necessario e per costruire un impianto eolico, occorre, mediamente, un periodo superiore a 24 mesi. Di conseguenza la data del 31 12 2012 non permetterebbe a tutti i progetti attualmente avviati, di mantenere il sistema di incentivo in vigore. Gli operatori sarebbero obbligati, quindi, ad adottare un regime di incentivo inedito e, come tale, non fattorizzato nei piani aziendali elaborati alla data in cui gli attuali progetti furono avviati.

Al comma 2, Lettera c)

- Anche al fine di ridurre l'onere per lo Stato, **l'incentivo non deve tenere conto del valore economico dell'energia prodotta. Si dovrà adottare cioè lo schema, cosiddetto, di feed-in premium**, nella sostanza, uguale allo schema previsto dal Conto Energia per la generazione elettrica fonte solare.
- L'incentivo deve essere indicizzato all'inflazione. L'andamento dei prezzi, infatti, attraverso i costi operativi, influenza significativamente gli utili generati dagli impianti. Senza adeguamento inflattivo annuale, il rendimento degli investitori verrebbe compresso a livelli disincentivanti. Se non si utilizzasse lo strumento dell'indicizzazione, l'incentivo dovrebbe essere fissato a valori superiori.

Al comma 4

- l'assegnazione dell'incentivo mediante aste si giustifica solo per grandi impianti, che possono beneficiare di economie di scala. Tale metodologia è stata sperimentata (e, di fatto, abbandonata) in pochi altri paesi europei. Attualmente viene applicata solo in Danimarca, paese dalle caratteristiche molto diverse dall'Italia, e, sporadicamente, in Francia per impianti di rilevante potenza. **Di conseguenza, l'attuale soglia prevista di 5MW, non appare coerente con le finalità dell'asta e andrebbe aumentata significativamente.**
- Lettera b): Tra le condizioni d'asta è attualmente previsto un termine perentorio di entrata in esercizio degli impianti. Poiché gli operatori non hanno il controllo assoluto sulle durate dei cantieri, pesantemente influenzati, in particolare per l'eolico, dalle condizioni meteorologiche, occorre eliminare tale previsione o **includere un'opzione di proroga motivata.**

- Lettera e): **Il valore minimo di incentivo, previsto dalle procedure d'asta, deve essere fissato ad un valore pari a € 85/MWh (valore 2011) e deve essere indicizzato, annualmente, all'inflazione.**

Al comma 5

- Lettera f), ii): gli eventuali aggiornamenti periodici del livello di incentivo si applicano agli impianti che entrano in esercizio decorsi due anni dall'entrata in vigore del decreto di aggiornamento. Poiché la costruzione di un impianto dura mediamente 18-24 mesi, il periodo di due anni indicato, è necessario per garantire che l'incentivo, sulla base del quale investitori e banche finanziatrici intervengono nel progetto, non subisca variazioni dopo l'avvio del medesimo (cioè, dopo la data di inizio della costruzione).

Al comma 6

- Il valore degli incentivi deve essere indicato subito nel provvedimento. La previsione dei flussi minimi finanziari è condizione indispensabile per la realizzazione dei progetti di generazione da fonte rinnovabile, quasi sempre finanziati dal sistema bancario con lo schema del project financing. Si tratta di un elemento di salvaguardia anche del sistema bancario.
- In particolare per l'eolico, **gli incentivi devono avere una durata pari a 15 anni (ridotti, per gli impianti che ne abbiano usufruito, degli anni di accesso al regime dei certificati verdi), ed un valore pari a €95/MWh (valore 2011), indicizzato annualmente all'inflazione.**

Art.23

Al Comma 5

- **Il prezzo di ritiro dei certificati verdi, da parte del GSE, , negli anni dal 2011 al 2015, deve essere pari all'85% del prezzo di cui al comma 148, della legge 24 dicembre 2007 n. 244.**