

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTA' DI INGEGNERIA

LAUREA IN INGEGNERIA ELETTRONICA

**USO DELL'ASTA PER LA PROMOZIONE
DELLE ENERGIE RINNOVABILI NEI PAESI
DELL'UNIONE EUROPEA**

Relatore :Prof. Arturo Lorenzoni

Laureando:Fulvio Fighera

Anno accademico 2011/2012

Indice

1 Introduzione	4
2 Meccanismi di incentivazione	8
2.1 Strumenti di prezzo	8
2.2 Strumenti di quantità	10
3 Decreto Romani	12
4 Studio dello strumento delle aste in uso nel passato	13
4.1 NFFO.....	14
4.2 AER	20
4.3 EOLE.....	27
5 Studio dello strumento delle aste nei paesi dell'UE	30
5.1 Francia.....	30
5.2 Portogallo	31
5.3 Olanda	34
5.4 Norvegia	38
5.5 Danimarca	39
6 Conclusioni	49
7 Bibliografia	52

1

Introduzione

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e' cresciuta molto nel corso degli ultimi anni.

L'attenzione e' stata puntata su queste fonti, durante le crisi energetiche negli anni '70 e '80, per poi scemare non appena i prezzi del petrolio sono tornati a valori ritenuti accettabili . Negli anni '90 il problema e' tornato alla ribalta, per questioni, non solo legate alla scarsità energetica ma anche climatiche.

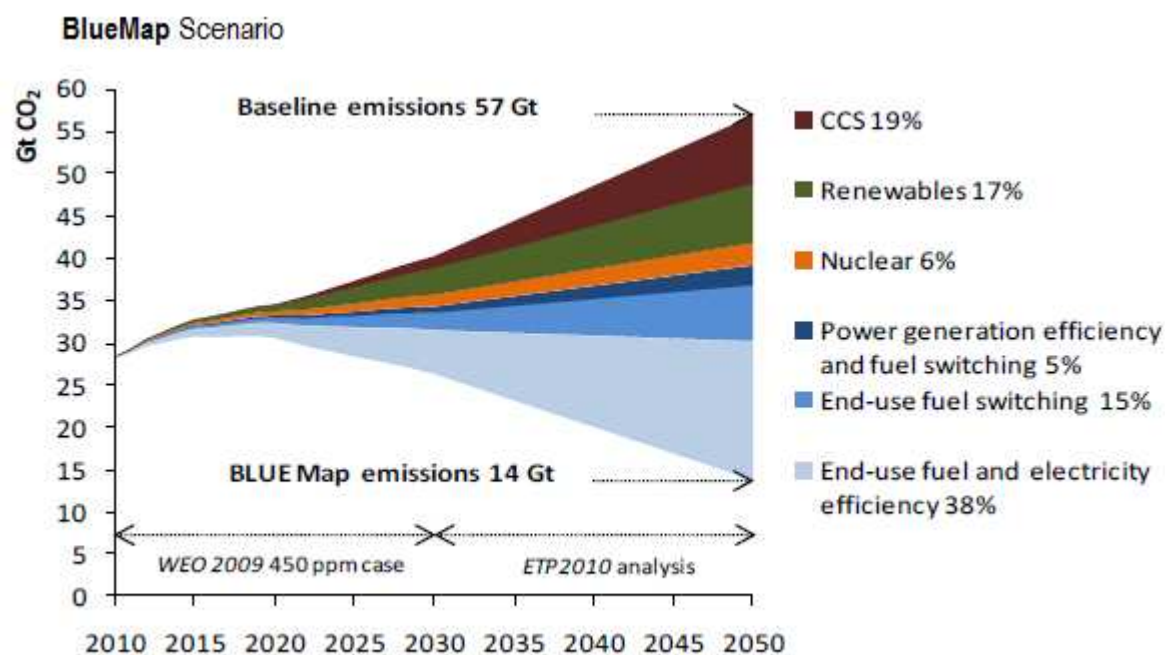
C'e la necessità di svincolarsi in un futuro , più o meno prossimo, dai combustibili fossili, che in quanto esauribili , portano con se un'elevata incertezza in termini di costo futuro ed hanno anche il limite di essere inquinanti ed alimentare l'effetto serra in termini di emissione di CO₂.

Sembra infatti dimostrata la correlazione tra CO₂ e l'aumento della temperatura terrestre.

Da qui l'obiettivo di ridurre l'emissione per limitare l'innalzamento di temperatura.

Ora la concentrazione di CO₂ nell'aria si stima essere di 380 ppm.

Scenari differenti ci portano a prevedere quale sarà il livello al 2030 (450 ppm , nello scenario 450) ed anche al 2050 , 14 Gt (nel caso dello scenario BlueMap sotto riportato , nei confronti delle 57 Gt del baseline).



Fonte : IEA Energy Tecnology Perspectives 2010 <http://www.iea.org>

Questi valori, si ipotizzano realizzabili a condizione però di applicare delle contromisure al trend attuale.

Fin dal 1992 si e' cercato di fare fronte comune in modo da stabilizzare i gas ad effetto serra a livelli di sicurezza , e' stato richiesto ai paesi sviluppati di adottare politiche che riportassero i livelli di emissioni al 1990. Nel 1997 e' stato siglato il protocollo di Kyoto , che stabiliva gli obiettivi che i paesi industrializzati dovessero raggiungere per il periodo 2008-2012.

Successivamente si sono tenuti altri Summit riguardo al cambiamento climatico:

- Copenhagen nel Dicembre 2009
- Cancun nel Novembre 2010
- Durban nel Novembre 2011

Il risultato di questi incontri e' considerato dai più deludente, le maggiori potenze economiche fanno fatica a trovare un accordo , finora la crescita economica e' coincisa con una crescita dei consumi energetici (anche se nel caso dei paesi più industrializzati sembra esserci un assestamento dei consumi di energia al crescere del PIL) ed una loro riduzione potrebbe compromettere la crescita (o la ripresa) economica .

Nel 2001 a livello europeo e' stata emessa una direttiva (2001/77/CE) in materia di energia elettrica.

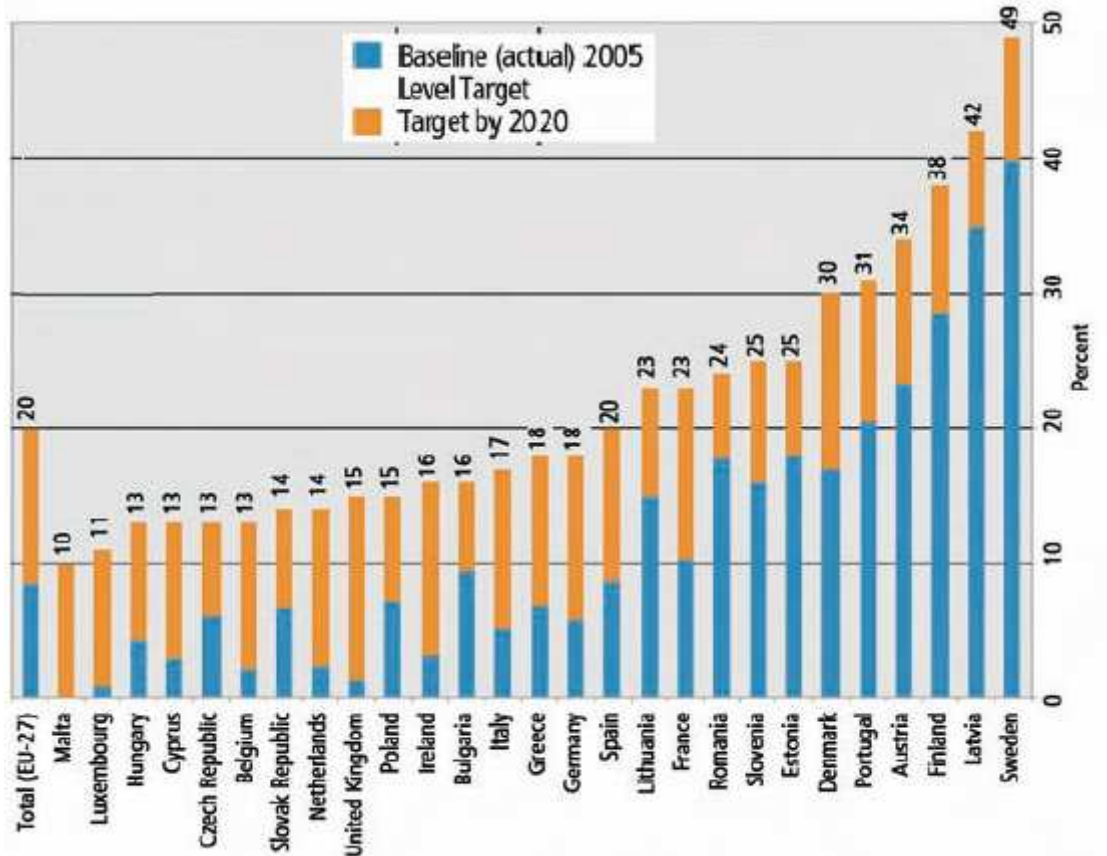
Essa specifica in maniera quantitativa gli obiettivi di produzione di energia elettrica da rinnovabile, ipotizzando , per il 2010 , una quota del 12% da fonte rinnovabile sul consumo totale di energia, e una quota di produzione di energia elettrica lorda da rinnovabile pari al 22,1% del totale.

Questo provvedimento non ha portato agli esiti sperati, più recentemente i paesi dell'Unione Europea hanno stretto un accordo che va sotto il nome di Renewable Energy Directive (2009/28/EC) stabilendo gli obiettivi da raggiungere per il 2020 :

- + 20% di efficienza energetica.
- + 20% di energia rinnovabile nella composizione del mix degli usi finali.
- - 20% di emissioni di CO₂ rispetto alle emissioni di oggi.

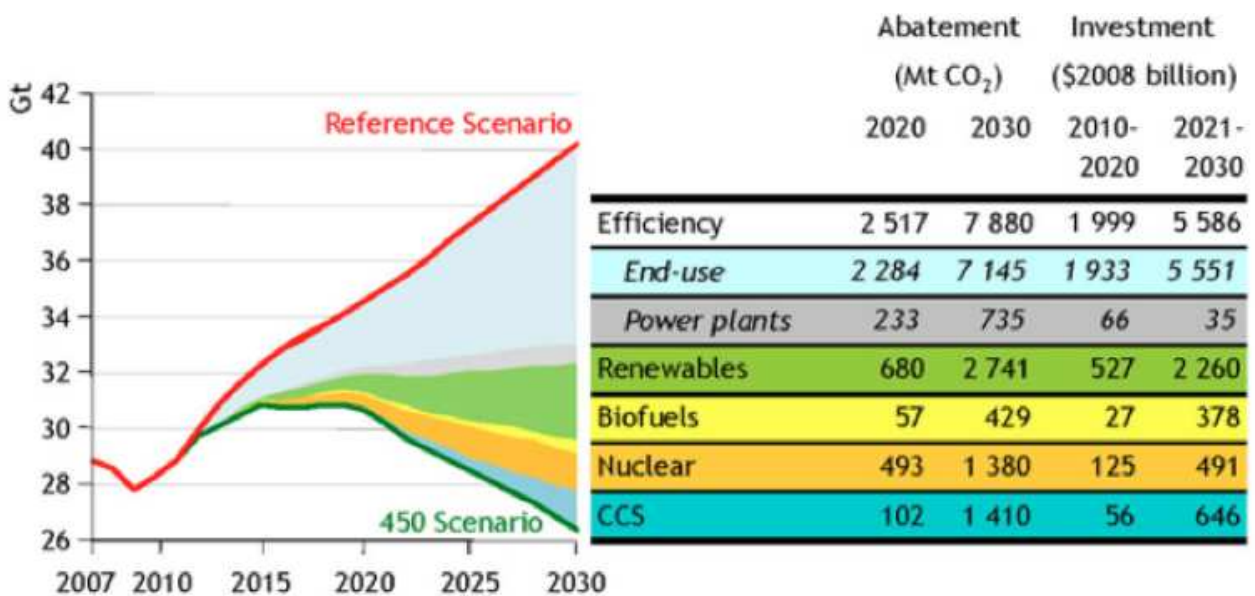
In riferimento alle rinnovabili , 20% di energia prodotta e' un valore mediato tra tutti i paesi dell'UE, i paesi in oggetto non hanno tutti lo stesso grado di maturità nell'uso delle diverse tecnologie .

Accanto a paesi con obiettivi ambiziosi come la Svezia (49%) ce ne sono altri con obiettivi più limitati , ad esempio il Belgio (13%). L'obiettivo dell'Italia al 2020 e' il 17% di produzione da fonte rinnovabile.



Fonte: REN21 (RES Status Report) 2010 ; Share of Final Energy by 2020 for UE countries

Si tratta comunque di obiettivi ambiziosi , il raggiungimento dei quali implica forti investimenti.



Fonte IEA http://www.iea.org/techno/etp/etp10/key_figures.pdf

Le tecnologie in questo settore non sono ancora completamente mature, e quindi non possono confrontarsi in modo competitivo con le tecnologie convenzionali, anche se non sempre vengono considerati i costi ambientali legati all'uso delle fonti fossili. E' improbabile che questo nuovo mercato possa decollare da solo. Sono quindi state individuate un elenco di misure prioritarie, quali l'accesso delle rinnovabili alle reti elettriche ad un prezzo privilegiato, misure fiscali e finanziarie, misure specifiche nel campo della bioenergia per il trasporto, il calore e l'elettricità. Si e' discusso circa l'obbligo di precedenza di dispacciamento dell'energia rinnovabile, ed i prezzi da corrispondere ad un generatore della stessa. Tra le misure fiscali e finanziarie discusse, si e' valutata l'opportunità di applicare esenzioni fiscali e sullo sviluppo di fonti finanziate da capitale privato che attirino tassi di interesse più bassi. Una soluzione più soddisfacente potrebbe essere l'adozione di un sistema di tassazione dei prezzi delle fonti fossili.

Si e' cercato di creare un ambiente in cui il prezzo delle fonti rinnovabili convergesse al prezzo di mercato dell'elettricità, specie delle tecnologie più mature, in modo che diventassero competitive con quest'ultime. In altre parole non perché una particolare tecnologia e' efficiente che viene adottata, ma piuttosto proprio perché e' utilizzata che diventa efficiente. Queste considerazioni, hanno portato allo studio di strumenti di supporto per incentivare la produzione da fonte rinnovabile.

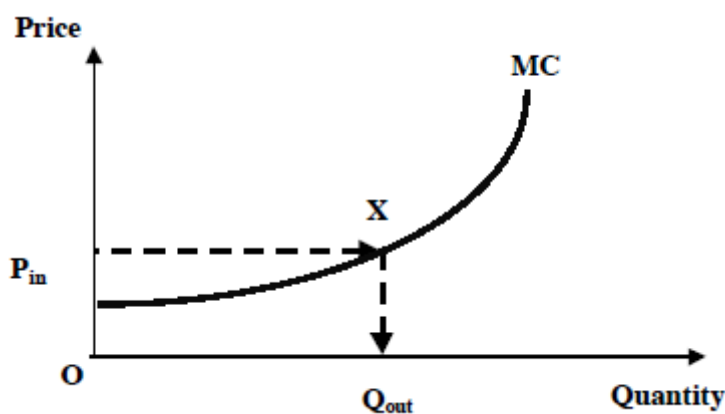
Meccanismi di incentivazione

I sistemi di incentivazione allo sviluppo e diffusione delle energie rinnovabili sono molti e vari tra loro. Differiscono in base al tipo di sussidio, al tipo di obbligo, al modo di finanziamento del sussidio stesso. Ad ogni modo, gli strumenti usati per sostenere le tecnologie il cui livello di maturità è prossimo alla commercializzazione sono raggruppabili essenzialmente in 2 famiglie :

- Strumenti di prezzo
- Strumenti di quantità

2.1 Strumenti di prezzo:

A questo gruppo fanno riferimento tutti quei sistemi di incentivazione che prevedono la remunerazione con tariffa fissa. È la tipologia più utilizzata a livello europeo. L'elettricità viene venduta ad un prezzo fisso senza specificarne la quantità. Si fissa cioè il prezzo offerto lasciando libera la quantità da produrre.



Il meccanismo di remunerazione a tariffa fissa consiste nell'obbligo da parte delle utenze, di acquistare l'energia prodotta da fonte rinnovabile ad un prezzo fissato dall'autorità di regolamentazione.

Viene definito anche l'arco temporale entro cui viene garantita la validità del prezzo.

Questo tipo di strumento , dato che la tariffa e' superiore al prezzo medio dell'energia elettrica sul mercato, agisce come sussidio elargito ai produttori di energia rinnovabile. I produttori in questo meccanismo sono incentivati , a parità di tariffa, a sfruttare siti economicamente meno profittevoli , aumentando la quantità di energia prodotta. Aumenta la rendita dei produttori , aumenta la quantità di energia prodotta.

La conoscenza del prezzo aumenta la quantità installata globalmente e genera maggiore apprendimento, innovazione di prodotto e la riduzione costi e prezzi delle tecnologie. E' il metodo da usare nel caso siano richiesti obiettivi quantitativi ambiziosi, per questo si dice anche che , anticipa il progresso tecnologico.

Tra questi:

Feed-in tariff (FIT):

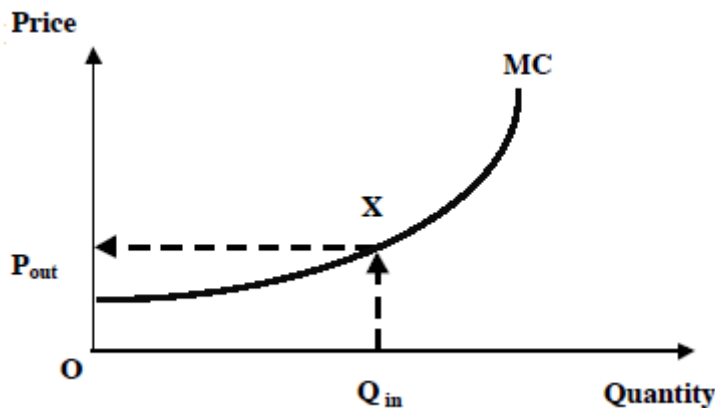
Con questo sistema lo Stato stabilisce per un certo numero di anni per le energie rinnovabili un prezzo fisso superiore a quello di mercato. La maggiorazione vale per i produttori come incentivo a investire nello sviluppo di tecnologie innovative e pulite. E' il sistema attualmente più diffuso in Europa.

Premi (Feed-in Premium):

Il prezzo dell'energia rinnovabile è composto da due fattori: il valore di mercato dell'energia elettrica, esposto alle oscillazioni della domanda e dell'offerta, e un premio fissato dall'autorità pubblica. Questo schema di incentivi è stato usato in Italia per il fotovoltaico (Conto energia).

2.2 Strumenti di quantità:

La quantità domandata, affidata ai progetti è fissa, il prezzo di vendita dell'elettricità è variabile in base al mercato. La conoscenza della quantità da realizzare aumenta "localmente" la concorrenza tra sviluppatori dei progetti e stimola l'innovazione di prodotto e la riduzione dei prezzi delle tecnologie offerte.



Tra questi:

Quota di mercato (o certificato verde):

Il regolatore fissa la quota di elettricità prodotta da fonti rinnovabili che i fornitori debbono vendere sul mercato. Ai fornitori viene data una doppia possibilità, generare da sé la quantità richiesta o acquistarla attraverso il sistema dei certificati, da produttori più efficienti. Il sistema presenta il vantaggio per i produttori che possono vendere energia rinnovabile prodotta o a prezzi di mercato o attraverso i certificati, al prezzo di mercato dei certificati.

È un sistema usato in Gran Bretagna e, per l'eolico, in Italia, Danimarca, Svezia e Polonia.

Asta:

Permette di fissare la quantità da produrre, mentre il prezzo scaturisce dal processo di competizione che si svolge in seno al meccanismo d'asta. In pratica l'autorità di regolamentazione definisce il quantitativo di energia rinnovabile da allocare tra i produttori. La differenza tra il prezzo dell'asta ed il prezzo dell'energia

elettrica sul mercato elettrico rappresenta il sussidio ricevuto dal produttore. Questa differenza di costo può essere finanziata o attraverso l'istituzione di una tassa da inserire nelle bollette o attraverso l'utilizzo di un sistema di sussidi. Gli obiettivi di energia elettrica da rinnovabili sono definiti a livello nazionale.

Individuata un'area idonea a produrre energia attraverso le rinnovabili (eolico, fotovoltaico, biomasse...), l'azienda in grado di presentare l'offerta migliore si accorda con il governo o con un ente pubblico sul prezzo per realizzare l'impianto.

Il metodo attualmente più diffuso in UE e' quello del feed in tariff, utilizzato in paesi come Germania e Francia. Anche il sistema dei certificati verdi e' molto diffuso. In alcuni paesi si fa ricorso al meccanismo delle aste come strumento accessorio, ad esempio in Francia, Portogallo e Danimarca.

L'Italia ha fatto ricorso a svariati tipi di strumenti dal feed in tariff ai certificati verdi.

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

Recentemente inoltre è stato introdotto, nel nostro paese, un sistema di incentivazione basato sulle aste in seguito all'approvazione del Decreto Romani.

3

Decreto Romani

Il Decreto Legislativo Romani (Dlgs 28/2011) approvato il 3 marzo 2011 dal Consiglio dei Ministri, in attuazione direttiva europea 2009/28/CE, definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti. Il decreto detta inoltre norme relative, ai progetti comuni tra gli Stati membri e con i paesi terzi, alle procedure amministrative, all'informazione e all'accesso alla rete elettrica per l'energia da fonti rinnovabili e fissa criteri di sostenibilità per i biocarburanti.

Nello specifico l'art. 24 del decreto descrive i criteri che saranno alla base dei meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili che entreranno in esercizio dopo il 31 dicembre 2012. Gli incentivi saranno differenziati secondo la tipologia di fonte energetica rinnovabile, della tecnologia impiegata e della potenza elettrica degli impianti; in particolare il decreto introduce, un sistema di aste al ribasso come meccanismo di incentivazione per tutti gli impianti che, "entrati in esercizio a partire dall'1 gennaio 2013, avranno potenza non inferiore a 5MW". Il sistema dovrebbe venir gestito da GSE.

Recentemente, fine novembre 2011, sono state pubblicate le prime bozze di attuazione che dovrebbero disciplinare ciò che e' contenuto nel decreto.

Il meccanismo d'asta, in quest'ambito, e' una novità nel panorama italiano. I produttori che dovrebbero parteciparvi hanno già espresso le proprie perplessità al riguardo. Alla luce di questo esaminerò l'uso del sistema d'aste negli altri paesi dell'UE che già in precedenza l'hanno adottato.

Studio dello strumento delle aste in uso nel passato

Attualmente il meccanismo d'asta viene usato dai vari paesi dell'UE come strumento secondario che va ad aggiungersi allo schema di promozione principale (solitamente feed in tariff).

Country	Support scheme	Tendering
Denmark	Technology specific fixed or premium base feed-in tariff	State organised tenders for offshore wind
France	Fixed feed-in tariff	Occasional tenders for large scale RES projects
Latvia	Fixed feed-in tariff	Tenders for (large) wind
Netherlands	Premium based feed-in tariff	Tenders for offshore projects
Norway	Investment support	Call for applications for onshore wind
Portugal	Fixed feed-in tariff	Occasional tenders so far for wind and biomass projects

Fonte: Opportunities to utilise tendering as a part of a feed-in tariff system (2009)

Danimarca, Norvegia, Olanda lo usano per la realizzazione di progetti nel campo dell'eolico.

Mentre la Danimarca sembra ottenere buoni risultati focalizzandosi su obiettivi specifici, nel caso di Norvegia ed Olanda lo strumento non lavora ancora al meglio, portando a ritardi ed interruzione dei progetti. La **Francia** lo sfrutta per la realizzazione di eolico su larga scala, mentre il **Portogallo** per la realizzazione di progetti nell'ambito anche della biomassa, oltre che nell'eolico.

Per questi 2 paesi incrementare l'uso delle rinnovabili, per la produzione di energia elettrica, rappresenta anche un modo di creare know-how nei loro paesi, sviluppando l'industria ad esso associata.

L'asta rappresenta comunque uno strumento difficile da implementare, il costo al kWh prodotto e' senza dubbio basso, ma spesso i progetti avviati subiscono ritardi fino alla cancellazione degli stessi, in certi casi.

La **Lettonia** ad esempio, pur avendolo adottato per lo sviluppo di wind farms con capacità superiore a 0,25MW l'ha successivamente abbandonato per abbracciare nel 2009 l'uso del feed in tariff.

L'uso di questo strumento non è recentissimo ma risale agli anni '90.

Nel corso della loro storia 3 paesi europei l'hanno applicato come schema principale di supporto:

- **UK** con il progetto NFFO (Non Fossil Fuel Obligation) negli anni 1990-1998.
- **Irlanda** con il progetto AER (Alternative Energy Requirement) negli anni 1995-2003.
- **Francia** con il progetto EOLE 2005 tra il 1996 e 2001.

Detti progetti sono stati successivamente abbandonati.

Vediamo di analizzarli singolarmente:

4.1 NFFO:

La Non Fossil Fuel Obligation è stata costituita nel 1989 (Electricity Act) in seguito alla privatizzazione dell'energia elettrica nell'UK. Lo scopo era quello di supportare la generazione di energia elettrica da nucleare. Successivamente, nel 1990, il supporto è stato esteso alle rinnovabili, in genere.

L'obiettivo iniziale era quello di portare la produzione di energia elettrica basata su combustibili non fossili ad un totale di 1500MW per il 2000 e poi incrementare la quota di RES al 10% per il 2010. Il supporto veniva garantito dalla Fossil Fuel Levy, un'imposta che gravava sui consumatori del mercato elettrico.

Dal punto di vista pratico venivano organizzati dei round, all'interno dei quali veniva offerto un ammontare in termini di potenza da installare. I produttori competevano per capacità limitate differenziate per tipo di tecnologia. I progetti vincenti ricevevano garanzie governative ed indicazione dei prezzi legati al mercato elettrico, in particolar modo venivano loro riconosciuti dei contratti di acquisto a prezzo fisso: PPA (Power Purchase Agreements). In cambio dovevano realizzare gli impianti veri e propri e quindi produrre.

Durante il periodo di vita dello schema NFFO sono state organizzati 5 round.

La lista delle tecnologie è cambiata poco durante lo sviluppo del progetto.

Eolico, idroelettrico e landfill gas erano inclusi in ogni round mentre altri come il sewage gas ed il municipal waste burning (calore da rifiuti) erano inclusi solo in alcuni round.

Le RECs (Regional Electric Companies), le compagnie elettriche dell'UK acquistavano l'output (energia elettrica in kWh) di ogni progetto premiato nel contratto NFFO, nella loro regione di competenza, ed erano rimborsate della differenza tra il prezzo NFFO mensile ed il prezzo di mercato dell'elettricità.

Dall'inizio le RECs decisero collettivamente di farsi carico degli aggiustamenti necessari per contrattare ed acquistare la capacità richiesta e fondarono l'NFPA (Non-Fossil Purchasing Agency Limited), un ente che aveva lo scopo di amministrare il processo.

I termini del contratto e lo stesso processo attraverso cui si svolgeva l'asta cambiavano continuamente, si cercava di eliminare gli errori dei round precedenti e di ridurre le ambiguità insite nel processo.

Inizialmente tutte le aste vinte venivano ripagate con un prezzo fisso o " strike price ", indipendentemente dal tipo di tecnologia, anche se il prezzo offerto era più basso. In seguito, al terzo round questo è stato cambiato in modo tale che tutti i vincitori venissero ricompensati con il prezzo indicato nelle loro offerte.

Il prezzo, di cui si parla sopra, era coperto dai fondi del Fossil Fuel Levy.

Un passo importante è stato estendere il periodo del contratto a 15 anni invece di limitarlo solo ad alcuni.

I primi 2 round, organizzati nel 1990 e 1991, offrivano dei contratti di acquisto dell'energia prodotta, che scadevano alla fine del 1998, una durata al massimo di 8 anni quindi.

Dal NFFO 3 in poi la lunghezza del contratto, come già detto, è stata estesa a 15 anni, periodo legato alla durata della leva prolungata al 2014. Durante i 5 round (NFFO1-5) l'ammontare totale di capacità contrattata è stata di 3638.9 MW, superiore al target iniziale.

Come mostrato nella seguente figura la differenza tra la capacità contrattata ed installata è di oltre 2200

MW. All'anno 2000 un terzo della capacità pianificata, 1500 MW, era attivo ed operante e per il 2009

l'ammontare era vicino a 1000 MW. Ad ogni modo l'ultimo round sarà ancora attivo fino al 2013, quindi i dati in oggetto non sono ancora quelli definitivi (anche se presumibilmente varieranno di poco).

	NFFO-1	NFFO-2	NFFO-3	NFFO-4	NFFO-5
Year	1990	1991	1994	1997	1998
Validity of PPA	year 1998	year 1998	15	15	15
Average price all technologies (p/kWh)	6.5	6.6	4.4	3.5	2.7
Average price wind (p/kWh)*	6 and 9	11*	4.8	4.1	3.5
Number of contracts	75	n/a	141	195	261
Contracted capacity (MW)	152	472	627	843	1177
Installed capacity (MW)	145	172	316	229	171

Fonte: Opportunities to utilise tendering as a part of a feed-in tariff system (2009)

Il sistema ha avuto un certo successo, dal punto di vista dei costi, poiché il prezzo da pagare ai vincitori e' diminuito costantemente nel tempo. Il prezzo pagato con NFFOs 3, 4 e 5 è diminuito dopo ogni asta, ad una media di 3,3 p/kWh; comparato in qualche modo con un prezzo medio di mercato, a quel tempo, dell'energia di 2,6 p/kWh. Anche i costi amministrativi sono rimasti piuttosto bassi.

A seguire, sono state sintetizzate alcune caratteristiche dei vari round ed il loro sviluppo:

NFFO1:

Ogni offerta fatta veniva valutata separatamente senza che fosse verificata una concorrenza tra i progetti.

Il prezzo pagato per i produttori era, come da accordo, basato su un "costo giustificativo", i produttori dovevano, cioè, fornire tutte le informazioni sul progetto per giustificare l'offerta fatta.

Dovevano inoltre fornire determinate assicurazioni affinché il suo sviluppo venisse poi raggiunto.

Un problema riscontrato era che le informazioni date dalla pubblica amministrazione agli offerenti venivano, a volte, fornite con forte ritardo, talvolta cambiavano nel corso dello stesso round.

Per alcuni progetti relativi ad eolico ed idroelettrico, il prezzo pagato e' salito dai 6 ai 9 p/kWh, causa la scarsa chiarezza relativa alla lunghezza del periodo dei contratti, il che cambiava la prospettiva sulla profittabilità dei contratti stessi.

NFFO2:

Due elementi ne hanno attenuato l'efficacia:

- un periodo di tempo del contratto troppo corto (fino al 1998). Condizione al tempo non evidente.
- mancanza di coordinamento tra il processo NFFO, le autorità locali i developers e le RECs.

Il breve periodo di contratto ha fatto sì che i developers rinunciassero ai progetti più piccoli, quelli che non garantivano un adeguato ritorno del capitale investito.

Inoltre, alla fine, il prezzo era cresciuto, ad esempio per l'eolico salì a 11 p/kWh.

NFFO3:

Lo schema e' proseguito sulla falsariga del round precedente ma il periodo del contratto e' stato cambiato per coprire 15 anni. Questo significa, sostanzialmente, che gli incentivi sono stati spalmati su un tempo molto più lungo rispetto ai round precedenti. Seconda modifica degna di nota; i produttori venivano ripagati con il prezzo da loro offerto invece che con lo "strike price".

Questi 2 fattori sono stati le principali ragioni per cui il prezzo e' diminuito rispetto ai round precedenti.

NFFO4:

Il round 4 seguiva i principi del round 3 nella lunghezza dei contratti, nel prezzo e nella tecnologia offerta.

NFFO5:

All'epoca in cui il 5° round e' stato organizzato, lo scopo dichiarato era quello di raggiungere i 1500 MW per il 2000, le regole rimasero invariate dal round precedente.

Ad ogni modo nello svolgimento era chiaro che l'implementazione dei progetti avrebbe subito seri ritardi.

Conclusioni dello schema NFFO:

Lo schema è stato inizialmente pensato per sviluppare la produzione da rinnovabili e far sì che queste potessero competere nel mercato. Sotto certi punti di vista questo scopo è stato raggiunto.

Sicuramente il processo ha permesso l'implementazione di molta della capacità che poteva essere costruita fisicamente ed economicamente a quel tempo. Negli ultimi round c'è stata una convergenza significativa con il prezzo di mercato dell'elettricità, in particolare con alcune delle tecnologie più mature.

Ciononostante, il basso tasso di implementazione nel tempo, sposta l'attenzione sulle due più importanti carenze nella struttura dello schema che sono rimaste durante tutto il sistema:

- L'assenza di un sistema di sanzioni nel caso di ritardi nella realizzazione o abbandono dei progetti.
- Difficoltà e quindi rallentamenti nei processi legati al rilascio dei permessi.

Anche se i progetti venivano valutati attraverso vari indicatori, quello principale e più desiderato era comunque quello di ottenere il più basso prezzo possibile per kWh.

Il maggior ostacolo per i developers era ottenere i permessi di costruzione delle stazioni di generazione.

Questo è forse il principale motivo della ridotta capacità installata, per l'eolico, sotto il progetto NFFO.

Dal punto di vista dei produttori è importante che il processo sia frequente e prevedibile.

I round NFFOs erano frequenti, ma non erano regolari ed era impossibile da prevedere quando, o se un prossimo round NFFO sarebbe stato annunciato.

Un altro ostacolo era poi legato ai processi burocratici; i produttori dovevano fornire le prove di avere i permessi dei siti su cui si sarebbero costruiti gli impianti, preventivi dei costi del collegamento alla rete, valutazioni sulla disponibilità del combustibile impiegato, oltre a fornire evidenze sulla sostenibilità commerciale ed economica dei piani proposti.

Infine era fondamentale che il sistema provvedesse un ambiente di investimento sicuro.

Questo è stato migliorato nei contratti NFFO, dopo i primi 2 round è stato più facile per i developers ottenere finanziamenti sulla base di contratti spalmati su 15 anni. Si è riscontrato, infatti, un afflusso di richieste, per competere per i contratti, che superavano le aspettative, il che avrebbe portato ad un abbassamento dei prezzi.

Quanto detto sottolinea come la pianificazione dello schema debba essere estremamente accurata e riconosce anche che gli obiettivi debbono essere chiaramente definiti, assicurandosi che uno non escluda l'altro.

Nel complesso, è assodato che NFFO è un esempio di uno schema di supporto dove l'efficienza in termini di costi era elevata ma quella in termini di tempo rimaneva bassa.

La pressione per cambiare il sistema di supporto aumentò verso la fine degli anni '90. Questo sembra dovuto a 2 fattori principali; primo, il settore dell'elettricità britannico è stato riorganizzato ed il sistema dell'NFFO si è rivelato non essere più compatibile con la nuova legislazione. La seconda ragione è l'avvertita urgenza nell'agire in relazione ai cambiamenti climatici. Nel 1998 il governo ha fissato un nuovo target; aumentare la quota di RES al 5% per il 2003 e fino al 10% per il 2010.

A queste esigenze è stata data risposta con una nuova struttura di supporto basata su 3 principi:

- uno schema basato sui meccanismi di quota/green certificate Renewable Obligation (RO).
- esenzioni fiscali per chi investisse sulle rinnovabili.
- un programma di sovvenzioni governative per le tecnologie in corso di sviluppo.

4.2 AER:

L'Irlanda ha lanciato il suo programma per promuovere l'energia elettrica nel 1996 nel documento "Renewable Energy - A Strategy for the Future". Il modello è stato sviluppato sulla falsariga dell'NFFO britannico. La policy introduce l'Alternative Energy Requirement Programme amministrato dalla Renewable Energy Division, (Ministero di Comunicazioni Marine e Risorse Naturali).

La politica sulle rinnovabili è stata successivamente rivista nel 1999 con la pubblicazione del "Green Paper on Sustainable Energy". Il "Green Paper" includeva la decisione di supportare la costruzione fino a 500 MW di centrali elettriche basate su RES, principalmente nell'eolico, da dover collegare alla rete elettrica per il 2005. Seguendo la ricetta dell'aiuto di stato approvata alla fine del 2004, i 500MW di target iniziale sono stati rivisti verso l'alto a 718MW per includere il supporto per l'eolico off shore (50MW), Biomassa CHP (28MW) ed un supporto addizionale per tecnologie on shore.

Il principio del programma AER era che i potenziali generatori venivano invitati a fare una "richiesta formale" per acquisire, costruire e portare ad operare nuovi impianti di generazione di energia elettrica da RES, e fornire elettricità da questi all'Electricity Supply Board (ESB) sotto un Power Purchase Agreement (PPA) che aveva una durata di 15 anni. È stata costituita una Public Service Obligation (PSO) Levy necessaria per finanziare la produzione di energia elettrica da rinnovabile.

Da quando il programma è stato lanciato nel 1995, sono stati banditi 6 round AER per un totale di 233MW di potenza installata commissionati per giugno 2005.

Le tecnologie supportate includevano eolico off shore ed on shore, idroelettrico small-scale, combined heat and power (CHP), biomass (landfill gas), biomass CHP, biomass anaerobic digestion.

Le più recenti gare AER, AER V & AER VI, miravano ad assicurare, principalmente, che il target di 718 MW venisse raggiunto, l'AER VI portava ad un obiettivo secondo il Governo schedato per il 2005.

Nel Dicembre 2003, è stato pubblicato un documento di consultazione: "Options for Future Renewable Energy Policy, Targets and Programmes". Si puntava l'attenzione sui nuovi obiettivi per le RES per il periodo dal 2005 al 2010 ed oltre, al 2020. Nel maggio del 2004 è stato creato un Renewable Energy Development Group, presieduto dal Ministero delle Comunicazioni Marine e Risorse Naturali.

Questo gruppo ha preso in considerazione opzioni future per politiche, obiettivi, programmi e misure di supporto per sviluppare ed incrementare l'uso di energia rinnovabile sul mercato elettrico al 2010 ed oltre.

Nell'aprile 2005 il Ministero delle Comunicazioni Marine e Risorse Naturali, annunciò che il prossimo mercato sul meccanismo di supporto per rinnovabili sarebbe stato basato su un sistema a feed in tariff.

Questo sistema di supporto è stato designato appositamente per incoraggiare lo sviluppo di nuova capacità e sarà applicato alla costruzione di nuovi progetti.

Le minime condizioni necessarie per richiedere il supporto saranno in linea con le condizioni evidenziate per le gare AERV/AERVI (es: procedure efficienti per ottenimento dei permessi, licenza/autorizzazione CER, Commission for Energy Regulation, evidenze sul possesso/affitto dei siti etc.) e per la prima volta, sarà richiesta una valida offerta per la connessione alla rete dall'operatore di rete.

Diamo un'occhiata ai risultati ottenuti dal progetto AER:

AER I Scheme:



Tecnologie supportate:

- Wind energy
- Small scale hydro
- Biomass (landfill gas)
- Combined Heat and Power (CHP)
- Waste to energy

Landfill Gas project, Dunsink, Co Dublin (AER I project – 4.972MW)

AER I puntava ad assicurare la costruzione di un'addizionale capacità di generazione elettrica di 75MW.

34 progetti sono stati selezionati per ricevere l'offerta del Power Purchase Agreements (PPA's) dall'ESB.

22 progetti sono stati commissionati per un totale di capacità installata di 70.62MW.

Summary AER I scheme:

- 7 progetti su eolico (45.8MW)
- 6 schemi small-scale hydro (2.304MW)
- 4 impianti CHP (10.716MW)
- 5 schemi a biomassa su landfill gas (11.804MW)

AER II scheme

Tecnologie supportate:

- waste-to-energy

Nel 1996 e' stata tenuta una gara per aggiudicare un impianto di generazione di energia elettrica che sfruttasse come combustibile biomassa ricavata dai rifiuti tra i 10 e i 30 MW di capacità installata.

Un'offerta della Foster Wheeler Power Systems Inc. e ESB Power Generation e' risultata la vincitrice della gara per costruire, detenere e portare a produrre una centrale di 30 Megawatt in un sito a nord di Dublino.

Ad ogni modo il progetto non e' poi proseguito.

AER III scheme



Tecnologie supportate:

- Large scale wind (per capacità superiore ai 5 MW)
- Small scale wind (per capacità inferiore ai 5 MW)
- Biomass (landfill gas)
- Small-scale hydro
- Wave energy

Tursillagh Windfarm, Tralee, Co Kerry (AER III project - 15MW)

La terza gara dell'Alternative Energy Requirement è stata lanciata nel marzo 1997 ed il risultato è stato annunciato nell'Aprile 1998. L'obiettivo originale era quello di fornire 100 MW per nuova capacità elettrica.

Allo scopo di ottenere la maggiore capacità possibile installata sono stati forniti contratti per 158.75MW.

Gli obiettivi per ogni tipologia e ammontare di potenza dei contratti autorizzati sono di seguito riportati:

<i>Category</i>	<i>Target</i>	<i>Contracted</i>
<i>Large wind (over 5MW)</i>	<i>65 MW</i>	<i>100.82 MW</i>
<i>Small wind (under 5MW)</i>	<i>25 MW</i>	<i>36.51 MW</i>
<i>Biomass/Waste</i>	<i>7 MW</i>	<i>17 MW</i>
<i>Small scale hydro</i>	<i>3 MW</i>	<i>4.42 MW</i>

In totale 30 progetti sono stati selezionati per ricevere l'offerta del Power Purchase Agreements dall'ESB per un periodo di 15 anni. La scadenza per tutti i progetti era il 31 dicembre 1999.

Sebbene sia stata estesa alla fine di Dicembre 2000 ritardi nella pianificazione hanno portato al fallimento di alcuni progetti nell'ottenimento dei permessi per la loro costruzione.

In aggiunta, alcuni progetti non sono proseguiti per altre ragioni (principalmente problemi di accesso ai siti).

Nel complesso in questo round, un totale di 11 progetti sono stati costruiti comprendendo 6 parchi eolici, 4 progetti di idroelettrico small-scale ed un progetto di biomassa per landfill gas.

Come risultato 42.11 MW sono stati aggiunti alla rete elettrica. AER III includeva anche una categoria rivolta all'energia dalle maree. Il progetto vincitore non è ad ogni modo proseguito.



Beenageeha Windfarm, Co Kerry AER III project – 3.96MW Photo courtesy of B9/Renewable Energy Systems

Summary AER III scheme

- 6 progetti relative all'eolico (37.51MW)
- 4 small-scale hydro (1.67MW)
- 1 progetto di biomassa da landfill gas (2.928MW)

AER IV scheme

Tecnologie supportate:

- Combined Heat and Power

La quarta gara Alternative Energy Requirement (AER IV) è stata lanciata nel settembre 1997.

La proposta dello schema era quella di assicurare 25MW di nuova potenza addizionale installata dai sistemi ad alta efficienza CHP e fino a 10MW di capacità addizionale installata da sistemi similari già esistenti.

Il risultato della gara è stato annunciato nell'agosto 1998.

19 progetti sono stati selezionati per ricevere l'offerta Power Purchase Agreement con l'ESB – 17 nuovi progetti (per un totale di 45MW) e l'estensione a 2 esistenti progetti (7.6 MW). In seguito all'annuncio del risultato, alcuni developers vincitori decisero di non procedere con i loro progetti. In tutto sono stati installati tre nuovi impianti e due “upgrade” ad impianti per un totale di capacità installata di 18.353MW.



Combined Heat & Power (CHP) Installation at Charleville, Co Cork (AER IV project – 5MW)

AER V scheme

Tecnologie supportate:

- Large scale wind (over 3MW capacity)
- Small-scale wind (under 3MW capacity)
- Small-scale hydro
- Biomass (landfill gas)

La gara AER V è stata lanciata nel maggio del 2001 ed il risultato è stato annunciato nel febbraio 2002.

L'obiettivo iniziale era di 255 MW. Comunque, alla luce della risposta ricevuta ed in modo da assicurarsi di raggiungere il target, sono stati offerti in totale contratti per 363 MW sul mercato.

Dettagli delle tecnologie supportate sono riportati qui sotto nella tabella.

<i>Technology</i>	<i>Capacity Cap (MW)</i>	<i>Capacity offered (MW)</i>
<i>Large scale wind</i>	<i>200</i>	<i>318.3</i>
<i>Small scale wind</i>	<i>40</i>	<i>35.795</i>
<i>Hydro (small-scale)</i>	<i>5</i>	<i>0.949</i>
<i>Biomass (including Landfill Gas)</i>	<i>10</i>	<i>8.008</i>
<i>Totals</i>	<i>255</i>	<i>363.052</i>

**AER V wind energy project (18.70MW) at Raheen Barr, Castlebar, Co Mayo.
The developer is Ecopower Limited.**

AER VI scheme

Tecnologie supportate:

- Large scale wind (per capacità superiore a 5MW)
- Small-scale wind (per capacità inferiore a 5MW)
- Offshore wind energy (2 x 25MW per progetti dimostrativi)
- Small-scale hydro
- Biomass (landfill gas)
- Biomass-combined heat and power
- Biomass-anaerobic digestion

La gara puntava a:

- supportare i complessivi 500 MW di obiettivo (deliberato dai progetti sotto sia AER V che AER VI)
- supportare 2 progetti eolico off shore per una capacità di 25MW dimostrativi.
- supportare impianti Combined Heat and Power (CHP) che usassero biomassa piuttosto che gas naturale.

Poiché il fondo di incentivi fiscali, usato per attrarre investimenti ad un certo punto è venuto a mancare nell' AER V, ad alcuni candidati è stato permesso di presentare nuove offerte nell' AER VI.

Il risultato della gara AER VI e' stato annunciato nel luglio del 2003.

Un totale di 48 contratti dell'ammontare, in termini di capacità, di 365 MW sono stati offerti sul mercato includendo, per la prima volta, 2 progetti dimostrativi di eolico off shore per 25MW.

L'ammontare del supporto totale disponibile sia in AER V sia in AER VI è stato soggetto a limiti quantitativi determinato dalle politiche governative e anche dall'autorizzazione sugli aiuti di stato emessa dalla Commissione Europea (N 553/01). Comunque, tale è stato l'interesse mostrato nella gara che il Ministero presentò una richiesta formale alla Commissione Europea per l'autorizzazione agli aiuti di stato nei confronti di un addizionale capacità di 140 MW.

La notifica all'aiuto di stato e' stata emessa dal Director General for Competition della Commissione Europea nel settembre del 2004. L'offerta di supporto addizionale ai progetti inclusa nell'elenco di riserva dell' AER VI è stata annunciata dal Ministero nel dicembre del 2004.

Consegna di capacità:

Un numero di contratti (PPA's) sono stati resi e la capacità è stata, a sua volta, riallocata ai progetti nell'AER VI di eolico large-scale, eolico small-scale e biomassa (landfill gas) dagli elenchi di riserva.

CAPACITIES DELIVERED UNDER THE AER PROGRAMME¹

(Updated June 2005)

<u>TECHNOLOGY</u>	<u>CAPACITY DELIVERED (MWe)</u>			
	<u>AER I</u> <i>(Commissioned)</i>	<u>AER II²</u>	<u>AER III</u> <i>(Commissioned)</i>	<u>AER IV</u> <i>(Commissioned)</i>
Combined Heat & Power	10.716	-	-	18.353
Small scale Hydro	2.304	-	1.67	-
Landfill Gas	11.804	-	2.928	-
Wind energy	45.80	-	37.51	-
Totals (MWe)	70.62	0	42.11	18.353

<u>TECHNOLOGY</u>	<u>CAPACITY DELIVERED (MWe)</u>			
	<u>AER V</u> <i>(Commissioned)</i>	<u>AER V</u> <i>(under construction)</i>	<u>AER VI</u> <i>(Commissioned)</i>	<u>AER VI</u> <i>(under construction)</i>
Small scale Hydro	-	-	0.02	0.782
Landfill Gas	-	-	6.755	1.00
Wind energy	43.35	7.50	48.66	166.11
Biomass anaerobic digestion³	-	-	-	-
Combined Heat and Power (biomass)⁴	-	-	2.875	-
Offshore wind energy⁵	-	-	-	-
Totals (MWe)	43.35	7.50	58.31	167.892

1 Besides the AER Programme, renewable energy based electricity plants have also been built with assistance from the EC VALOREN and THERMIE Programmes and under the liberalised electricity market for renewables. Capacities supported:

•VALOREN: 6.4MW (wind energy = 6.4MW)

•THERMIE: 16.68MW (wind energy = 16.13MW; hydro = 0.55MW)

•Liberalised green electricity market: 200.5MW (wind energy = 200.5MW)

2 AER II was in respect of a waste to energy station only. The winning project did not proceed.

3 Biomass AD supported in AER VI only

4 Biomass CHP supported in AER VI only

5 Offshore wind (2 x 25MW demonstration projects) supported in AER VI only

Conclusioni sull'AER:

Possiamo dire che il programma si è dimostrato essere un fallimento, solo una piccola parte della potenza è stata poi effettivamente implementata. Inoltre l'offerta di capacità era molto ridotta, molti possibili candidati valutavano non conveniente partecipare al processo stesso. Spesso i progetti vincitori non sono poi proseguiti, o come già accennato in precedenza hanno subito significativi rallentamenti. E' mancata anche una significativa revisione, dello schema, attraverso i vari round, che portassero ad un miglioramento.

4.3 EOLE 2005:

La Francia è un grosso produttore, ed uno dei principali esportatori di energia elettrica in Europa.

La loro produzione è basata per circa il 10% da combustibili fossili, per circa il 75% da energia nucleare, ed il restante 15 % circa da fonte rinnovabile (in cui l'idroelettrico ricopre almeno il 10%). (**IEA2008**)

Ultimamente il paese ha perseguito una politica più ambiziosa, più legata al clima, ed ha quindi avuto il bisogno di differenziare maggiormente la produzione di energia elettrica.

Ha accresciuto il suo interesse in particolar modo verso la biomassa, il fotovoltaico e l'eolico.

Il primo grosso passo è stato l'introduzione, nel 1996, di una politica chiamata Eole 2005.

Come il nome stesso suggerisce il programma era legato all'eolico ed aveva l'obiettivo di arrivare ad un installato dai 250 ai 500MW di nuova potenza dal vento, entro il 2005.

E' stata poi chiusa nel 2000 in seguito all'introduzione di una nuova legge energetica ed obiettivi più ambiziosi, rimpiazzata da uno schema a feed in tariff.

Lo schema aveva lo scopo di rendere le energie rinnovabili più competitive ma un altro fine era quello di supportare l'industria francese nel suo ingresso nel mercato dell'eolico, ritenuto in forte crescita.

Questo ha dato, l'opportunità ai developers francesi di sviluppare nuovi tipi di generatori eolici, e di stringere importanti partnership al di fuori del paese. Ad ogni modo il programma sembra non aver sortito l'effetto voluto visto che il mercato del vento in Francia è ancora dominato da grossi produttori internazionali detentori di una tecnologia più consolidata di quella francese.

Riguardo agli obiettivi di incremento della capacità di produzione, il programma ha portato alla selezione di 55 progetti, per un totale di una capacità di 361MW tra il 1996 ed il 2000, 53MW di questi erano in opera per il millennio. A causa dell'introduzione della nuova legge per l'energia nel 2000, che prevedeva anche un meccanismo a FIT per il settore del vento, Eole 2005 è stato dismesso lo stesso anno.

La procedura ad asta su cui si basava il programma non era solo rivolta alla selezione delle offerte al fine di minimizzare i costi. Veniva data grande importanza al tipo di soluzione proposta, alla realizzabilità tecnica ed economica ed all'impatto ambientale della soluzione stessa.

La procedura d'asta:

La procedura era organizzata come segue;

Il Ministero dell'Industria e ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) lanciavano una richiesta di proposta che conteneva due sezioni:

- una per i produttori che avevano già misurato il potenziale eolico sui loro siti.
- uno per i candidati che si impegnavano ad equipaggiare i loro siti entro certe date.

EDF (Électricité de France) coinvolgeva il Ministero ed ADEME al fine di procedere ad una preselezione sulla base della documentazione fornita dai richiedenti.

I vincitori venivano scelti basandosi sui seguenti criteri:

- prezzo di acquisto elettricità per kWh.
- vantaggi economici del progetto.
- benefici a lungo termine delle soluzioni tecniche adottate.
- realizzabilità tecnica ed economica.
- impatto ambientale.

Come evidenziato in precedenza, sebbene la minimizzazione del costo al kWh fosse uno dei principali obiettivi dei criteri di selezione, l'attenzione era posta anche su altri due aspetti.

1) la locazione dei progetti.

L'accettazione pubblica, l'impatto ambientale erano presi in grande considerazione.

2) la tecnologia usata e la sua implementazione.

Venivano valutate le differenti proposte degli offerenti riguardo all'attuazione pratica del progetto.

Un obiettivo secondario, ma non meno rilevante, era quello di ottenere, specialmente all'inizio, esperienza su più tecnologie possibili.

Parlando di prezzi, per il primo round risultò un prezzo medio di 5.2 ECU cents, un po' più alto di quello per esempio del NFFO4 organizzato parallelamente dal UK. Il target in termini di MW e la dimensione dei round individuali erano piuttosto limitate. Ad esempio l'obiettivo per il primo round era di 50MW, diviso in 15MW ai developers ad uno stadio più avanzato e 35MW agli altri.

Conclusioni sull'EOLE:

Il programma è stato considerato da molti un fallimento. Alla sua conclusione, nel 2000, solo 55,5MW di capacità erano stati costruiti. I progetti in opera dopo il millennio hanno subito forti rallentamenti, da 36 a 42 mesi, fino ad essere in taluni casi abbandonati. Fattori tecnici, economici ed amministrativi hanno portato a questa situazione. In molti casi la connessione alla rete elettrica era tecnicamente molto complicata, in altri le procedure amministrative legate ai permessi hanno portato ad un rallentamento della loro costruzione.

A volte la costruzione degli impianti andava in conflitto con le leggi locali.

In conclusione possiamo dire che EOLE ha rappresentato un primo progetto dimostrativo per l'introduzione dell'eolico in Francia che coniugava, a suo modo, produzione di energia elettrica a basso costo, sviluppo di nuova tecnologia da fonte rinnovabile (con conseguente ricerca e sviluppo su nuove tecnologie), attenzione all'impatto ambientale .

Studio dello strumento delle aste nei paesi dell'UE

5.1 Francia:

Come riportato in precedenza l'adozione di una nuova legge nell'ambito energetico ha portato la Francia a cambiare il meccanismo di supporto adottato, tuttavia il loro schema a FIT comprende un meccanismo ad asta chiamato PPI (la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité).

Lo scopo è di usarlo al fine di evitare ritardi e rispettare così gli obiettivi prefissati.

La Francia ha iniziato una serie di "call for tenders" (bandi di gara) nel 2004, riguardanti:

- 200MW di biomassa solida
- 50 MW per il biogas
- 500MW per l'eolico off shore

e 2 differenti offerte ognuna delle quali per 500MW di eolico on shore.

Alla metà del 2009 solo un parco eolico off shore ha ottenuto i permessi, nei pressi di Veulettes sur Mer, sulla costa della Normandia, 8MW di potenza installata.

Nel 2005 il governo francese ha fatto una selezione pubblica per le seguenti aste:

- 14 progetti per biomassa (216MW) ed 1 progetto per biogas (16MW).
- 1 progetto per eolico off shore (105MW).
- 7 progetti per parchi eolici on shore (278MW).

Nel 2006 sono stati selezionati 22 progetti per realizzare impianti di produzione da biomassa dall'ammontare di 300MW di potenza installata.

Alla fine del 2008, il governo francese ha lanciato un bando di gara per impianti di produzione da fotovoltaico. L'obiettivo era costruire almeno un impianto PV in ogni regione prima del 2011, con una capacità in relazione alla regione variabile dai 5 ai 20MW, al fine di raggiungere 300MW.

Una nuova asta e' stata lanciata nel Dicembre 2008 per selezionare progetti su biomassa che portino a 250MW di installato.

Dal 2008, bandi di gara annuali sono stati lanciati per impianti di riscaldamento da fonti rinnovabili di grandi dimensioni (> 1ktoe), pagati dal nuovo fondo francese (Fonds chaleur renouvelable).

Il fondo mira a incrementare il riscaldamento da sistemi a biomassa solida, biogas, geotermico e solare termico in unità abitative, uffici, industrie. E' stato costituito con 1 miliardo di euro per 3 anni ed e' rivolto ad incrementare le RES da 2,0 Mtoe del 2006 a 7.5 Mtoe al 2020.

Nel 2011 e' stata lanciata un'asta per costruire in ogni regione impianti PV, per un totale di 300MW.

5.2 Portogallo:

Nel 2005 il Portogallo e' stato sottoposto ad una significativa revisione della sua politica energetica.

Il nuovo piano strategico riconosceva alle risorse da fonte rinnovabile un'importanza fondamentale nel futuro sviluppo energetico del paese. Questo piano espone una strategia per la promozione di sorgenti energetiche a bassa intensità di carbone, realizzabile con il forte supporto a 2 componenti: eolico ed idroelettrico. E' stata adottata anche una politica di supporto per la biomassa, e nuove forme di energia come energia dalle maree, energia solare e biocarburanti.

Sono stati usate le aste nel 2005 e 2006 in relazione all'eolico e biomassa.

Nel 2005 e' stata lanciata un'asta per 1800 MW di capacità da installare per l'eolico.

La prima fase si e' conclusa nell'Ottobre 2006.

Sono stati aggiudicati 1000MW di capacità installata e 200MW di capacità addizionale (upgrade).

Nella seconda fase, conclusa nel Settembre 2007, sono stati garantiti i permessi per ulteriori 400MW.

La terza fase si è conclusa nel 2008 con ulteriori 200MW di capacità aggiuntiva aggiudicata.

Nel 2006, un'asta e' stata lanciata per centrali a CSP per lo sfruttamento di biomassa ricavata da foreste .

E' stato costituito un fondo nazionale di 76 milioni di euro con lo scopo di supportare l'innovazione nel campo delle fonti rinnovabili ed incrementare l'efficienza energetica.

Questo ha permesso di sviluppare un distretto industriale collegato all'eolico con un budget di 1.750 milioni di euro rivolto alla creazione di 1700 posti di lavoro diretti e 4500 posti di lavoro indiretti.

Tra il 2005 ed il 2007, la capacità installata del Portogallo è cresciuta, del 53% per anno, e dalla fine del primo semestre del 2007 più di 2000 MW sono già stati installati.

L'investimento rappresenta lo sforzo nello sviluppo dell'energia eolica, lo scopo è quello di creare un'industria all'avanguardia nel settore e know how , relativo alla costruzione di tutto ciò che è attinente alle torri eoliche (pale del rotore , navicelle , torri , generatori , componentistica elettrica ed elettronica).

Fino ad allora, l'alto tasso di crescita in potenza installata era alimentato quasi esclusivamente da tecnologia ed equipaggiamenti importati , più dell'80% dei componenti di un parco eolico era di produttori esteri .

Il paese ha l'intenzione di diventare d'ora in poi un esportatore di questa tecnologia.

Per il 2011, più del 60% della totale produzione dei nuovi impianti di produzione sarà esportato ai paesi confinanti e ad altri mercati del Mediterraneo e dell'oceano Atlantico.

Questo nell'intenzione del paese ha lo scopo di spostare il peso sulla bilancia dell'import/export grazie alla creazione di prodotti, ad alto valore aggiunto, in un mercato valutato in forte crescita e di ridurre l'importazione di materie prime (soprattutto gas naturale) e di licenze di emissione, grazie alla connessione di 1600MW di nuova capacità alla rete.

Lo scopo è anche quello di poter implementare una politica che possa portare ad uno sviluppo sociale ed economico. Non solo i distretti industriali, legati all'eolico, diventeranno le maggiori sorgenti di nuovi posti di lavoro nelle ex zone industriali ora depresse (anche pari al 25% del GDP regionale attorno a Viana do Castelo) , ma le wind farms rappresentano esse stesse , nelle intenzioni del governo, un potente strumento per la redistribuzione economica e la pianificazione regionale. Si pensi che i compensi ai "farmers", associate allo sfruttamento dei terreni dall'occupazione delle turbine eoliche, rappresenta più di €10milioni ogni anno. In aggiunta, la legge stabilisce una tassa municipale per le wind farms del 2.5% dei ricavi lordi. Questo dovrebbe avere, nelle intenzioni, lo scopo di contrastare l'esodo rurale in molte città del paese, di cui molte aree interne del Portogallo hanno sofferto.

Queste aste introducono una serie di innovazioni le quali, aiuteranno attivamente a preparare la rete elettrica di domani, come ad esempio un avanzato modello di previsione dei venti e l'integrazione diffusa di eolico ed idroelettrico per l'accumulo di energia. La creazione di centri di dispacciamento ha lo scopo di gestire la produzione di una serie di wind farms in tempo reale, secondo la domanda ed i bisogni della rete.

Il Portogallo vuole così dimostrare la sua capacità nell'attrarre significativi investimenti stranieri, in parte già realizzati considerando le partnership ed accordi di "technology transfer" che sta stringendo con protagonisti del settore del calibro di OEMs Enercon e Repower. Tutto questo ha lo scopo di rendere il paese protagonista nel settore e perseguire una politica economica di sviluppo sociale.

The Cluster and the 1200 MW of wind farms will be responsible for:

- **More than 2700 GWh of clean electricity per year in Portugal**
 - *Corresponds to the domestic consumption of 2.3 million inhabitants*
 - *25% of the national wind energy production in 2010*
- **Employment: 1 800 direct, permanent jobs and more than 5 500 indirect jobs**
- **Added Value**

Cluster	€ 116 million per year
Wind Farms	€ 170 million per year
- **Four-fold effect on the balance of payments**
 - *More exports: 60% of the production will be exported, i.e. € 200 million from 2010*
 - *Less imports: Nearly 100% of the WEC's components will be Portuguese-made, instead of 20% now*
 - *Less need for raw material imports (natural gas), estimated at € 100 million per year*
 - *Less need to buy CO2 certificates: 1 million ton CO₂ avoided*

- **Distribution of income in rural areas**

Transfers to municipalities	€ 5 million per year
Rents for wind farms	€ 3.4 million per year

Fonte: EOLICAS de Portugal - The ENEOP Industrial Cluster (2007)

5.3 Olanda:

La politica olandese per il supporto alle RES e' stata sottoposta a molti cambiamenti durante l'attuale decade. Il precedente schema di supporto, considerato troppo generoso, e' stato rimpiazzato con uno schema a premium feed in tariff, il MEP, nel luglio 2003.

Il MEP prevede specifiche tariffe premium, pagate per 10 anni in aggiunta al prezzo di mercato dell'elettricità. Le tariffe sono finanziate da un budget che e' accatastato attraverso una tassa pagata da ogni consumatore del mercato elettrico, tassa definita ogni anno in anticipo.

Il livello di queste tariffe è stato modificato di anno in anno.

Nel 2005, le tariffe per biomassa large scale ed eolico off shore erano state temporaneamente poste a zero dal Ministero dell'Economia olandese; la forte impennata di richieste nello sviluppo, specialmente delle wind farm, aveva portato all'esaurimento del budget. Allora il target da raggiungere per le RES era settato ad un alto livello (20% per il 2020) ed il sistema e' stato successivamente rivisto per il 2008.

Il MEP e' stato rimpiazzato con il sistema premium tariff SDE (Stimulering Duurzame Energieproductie) che prevede un supporto specifico su tecnologia per; fotovoltaico, biomassa, idroelettrico, eolico on shore.

Le tariffe sono determinate basandosi su calcoli fissi dei costi di produzione per tecnologie rinnovabili meno i possibili altri introiti che i developers potrebbero avere (ad esempio contratti PPA sui combustibili).

La tariffa viene così ad essere flessibile in ragione delle entrate.

Il budget indicato e' specifico per tecnologia e può essere rivisto annualmente.

Nello schema SDE, il governo olandese può scegliere tra concedere la sovvenzione su "first come, first served basis" (primo arrivato/primo servito) o via ranking, nello specifico; tramite asta.

L'asta e' usata per l'eolico off shore, per tutte le altre tecnologie e' usato il first come / first served basis.

Meccanismo d'asta per eolico off shore:

Le ragioni per utilizzare il sistema ad asta per l'off shore sono essenzialmente due:

- le differenze nel supporto necessario per i parchi eolici, rispetto alle altre forme di energia.
- sull'asimmetria dell'informazione tra il governo e i developers (ossia tra banditore ed offerente).

Il governo ha l'obiettivo ambizioso di aumentare la capacità dell'off shore fino a 6000 MW per il 2020.

Al momento ci sono due wind farms, off shore, vicino le coste dell'Olanda con 228 MW di capacità totali.

Con la decisione presa nell'Aprile del 2008 il governo punta ad un impegno a lungo termine ed a creare un ambiente di investimento più sicuro e migliorare la procedura ad asta in genere. Con le regole esistenti "Regeling Windenergie op zee 2009", solo un round è stato organizzato e dopo questo il processo verrà riorganizzato, quindi la procedura ad asta è in una fase di transizione.

Le regole per il nuovo sistema debbono ancora essere decise, ma già ora si sa che nel nuovo schema i developers non proporranno più le locazioni dei siti. Questo approccio è stato adottato per assicurare che lo stato abbia un maggiore e più strategico ruolo nel decidere come le aree costiere verranno utilizzate.

Nel round corrente, l'obiettivo è contrattare 950 MW di nuova capacità off shore.

I candidati interessati a partecipare all'asta debbono ottenere un EIA (Environmental impact assessment) e tutti i permessi necessari per l'impianto. I permessi necessari, insieme, chiamati WBD (Wet Beheer Rijkswaterstaatwerken) sono garantiti dal Ministry of Traffic and Waterworks.

Il processo d'asta include i seguenti passi:

1. Il richiedente riempie un modulo con le seguenti informazioni:

- prezzo richiesto in €/kWh che deve essere pagato per la produzione di energia elettrica.
- distanza dell'impianto alla rete sulla terraferma. C'è un parziale fattore di correzione per la distanza alla costa, il quale punta a mettere gli impianti lontano dalla costa in una posizione più favorevole.
- Data di inizio del progetto ed indicazione degli step intermedi.
- Schema degli investimenti e calcoli delle manutenzioni.
- fornire il permesso WBD.

2. Le iniziative sono classificate in base al prezzo offerto ed i vincitori scelti fino ai livelli definiti nel budget.

Ai vincitori è garantito un prezzo fisso; il prezzo di mercato dell'elettricità più una tariffa variabile.

3. Se il budget SDE non viene uniformemente utilizzato, verrà fatto un controllo se un'offerta rimanente nella lista dell'asta possa venire accettata.

4. Una decisione sarà presa nelle 18 settimane successive.

5. Un Implementing Agreement (con un “performance bond” di € 20 milioni) sarà firmato con le autorità entro 8 settimane dopo la decisione.

6. entro 5 anni il parco eolico deve essere operativo.

Il ministero ha stimato che l’ammontare di capacità offerta va dai 2500 ai 3000 MW.

Il supporto fornito ai vincitori e’ fissato nel budget; alla miglior offerta (costo/kWh) viene garantita una sovvenzione fino all’esaurimento del budget stesso. C’e’ una sovvenzione addizionale disponibile per i candidati per progetti dimostrativi. Il prezzo medio dell’elettricità e’ stimato a 15.3 cents/kWh.

Il finanziamento basato sul budget e’ uno dei principali motivi per cui il round dell’asta e’ ristretto esattamente a 950 MW. La procedura d’asta olandese ha un “performance bond” di 20 milioni di euro che lo Stato può incassare nel caso in cui il developer fallisca la costruzione dell’impianto in tempo.

Dopo che il vincitore del round da 950 MW verrà scelto lo stato cancellerà gli altri permessi WBD.

Questo dovrebbe cambiare nel prossimo schema che verrà adottato.

Analisi della procedura d’asta olandese per l’off shore:

Al momento il sistema olandese e’ privo di consistenza poiché il sistema di supporto e’ cambiato alcune volte negli ultimi anni. I progetti sono stati posti in stand by visto che il quadro normativo non era stato, inizialmente, sufficientemente focalizzato sull’eolico off shore, ed anche in seguito non lo e’ stato completamente. Poiché lo strumento e’ ad uno stadio iniziale, l’Olanda, non ha ancora esperienza sul suo successo. I problemi che lo schema SDE ha, comunque, non sembrano essere riferiti al sistema d’asta in generale, quanto alla sua implementazione nella realtà olandese.

Nella procedura corrente l’esigenza di ottenere il permesso WBR e’ considerato essere un requisito troppo stringente visto che richiede uno sforzo sia di carattere economico, sia nell’ottenere il permesso.

La situazione più sfavorevole sarebbe che ad un developer venga garantita la sovvenzione e non parta la costruzione. Anche 20 milioni di euro, come “performance bond”, è considerato limitante, permettendo a pochi grandi offerenti di partecipare, tenendo gli altri fuori dal sistema.

Il sistema viene considerato impegnativo da un punto di vista finanziario in quanto ogni elemento di insicurezza nel sistema porta ad un rischio più elevato e quindi ad un aumento significativo dei costi.

Una delle maggiori critiche è che il sistema non offre un sistema di investimento sicuro ed è difficile quindi trovare finanziamenti da parte dei developers, i sussidi come prima detto vengono pagati da un budget apposito la cui dimensione non è definita.

Dal punto di vista dei developers uno dei maggiori problemi che il round in corso propone è dovuto al suo carattere definitivo: se non vinci ora non avrai una seconda chance di offrire per il progetto visto che tutti i permessi per i progetti non vincitori saranno cancellati. Nel caso l'asta in oggetto venisse ripetuta bisognerebbe richiedere i permessi in oggetto.

Visto che l'obiettivo di capacità per il round va dai 950 MW e fino ai 3000 MW ci si aspetta comunque che 2000 MW di progetti pianificati saranno permanentemente rifiutati.

Nel round corrente, l'asta è esclusivamente rivolta a tenere basso il prezzo; esperienza, realizzabilità, impatto ambientale, etc. non sono fattori rilevanti nella scelta. Questo, almeno dalla parte del privato è considerato essere un fallimento ed è stato auspicato possa essere cambiato nel futuro.

Anche il collegamento tra i siti e le sottostazioni di generazione è un fattore importante che non è stato considerato. Dalla prospettiva dei developers inoltre il fattore di merito utilizzato per i siti da utilizzare non porta alla soluzione economicamente più ottimale ed incrementerà i costi.

Nonostante tutti i problemi evidenziati, partecipare all'asta attuale è considerato essere abbastanza semplice da un punto di vista amministrativo. Inoltre durante l'introduzione della regolamentazione, il governo è sembrato essere aperto al confronto con le varie parti per migliorare lo schema e rimuoverne le difficoltà. Questa politica viene considerata utile per incrementare la trasparenza e la futura fiducia nel sistema.

5.4 Norvegia:

In Norvegia il sistema per il supporto agli investimenti e' organizzato da ENOVA, un'impresa pubblica posseduta dallo stato Norvegese attraverso il dipartimento del Petrolio e dell'Energia.

Il compito più importante di ENOVA è quello di gestire il sistema di supporto per le energie rinnovabili e raggiungere il target deciso dal Parlamento nel 2000 nel campo delle politiche energetiche:

- Minimo 4 TWh nel riscaldamento centralizzato water-based da energia rinnovabile, pompe di calore e calore dai rifiuti per l'anno 2010.
- Minimo 3 TWh incremento da eolico per il 2010.
- Efficienza energetica ed energia da altre fonti rinnovabili, in totale almeno 5.5 TWh per il 2005.

Il livello di supporto e' deciso attraverso una valutazione tecnica ed economica per ogni progetto.

Il progetto che fornisca il maggior valore come kWh prodotto (o risparmiato) rapportato alla sovvenzione fornita avrà la priorità, in tal modo i progetti sono in competizione per il "public financing", con l'obiettivo di scegliere i più efficienti. La procedura d'asta dovrebbe essere fatta almeno 2 volte all'anno.

Per l'eolico e' stato sviluppato uno specifico programma, ENOVA sceglierà i progetti più efficienti finché non sarà raggiunto il target prefissato.

I seguenti criteri debbono essere rispettati affinché le proposte possano essere eleggibili:

- Licenza con validità legale.
- Accesso alla capacità della rete.

In aggiunta, i progetti sono collocati in una graduatoria in base al "cost efficiency".

La funzione di ENOVA dovrebbe essere quella di intermediario tra stato e developers che permetta ai progetti di venir completati garantendo una ragionevole profittabilità negli investimenti.

Questa profittabilità è stata specificata con un IRR (internal rate of return) prima delle tasse dell'8%, che e' stata criticata, in quanto ritenuto essere troppo basso dai candidati.

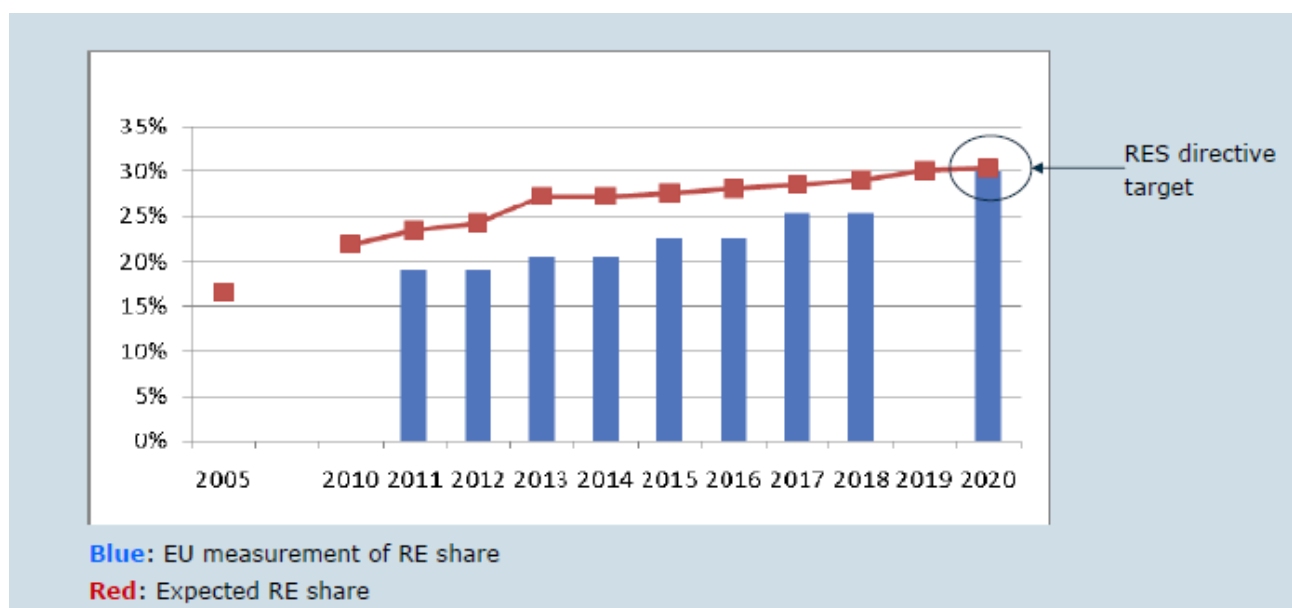
Durante lo svolgimento del processo vengono inoltre avanzate altre richieste ai candidati:

- La garanzia di accettare un'offerta deve essere sottoscritta dal richiedente almeno un mese dopo aver ricevuto l'offerta di supporto da ENOVA. Un piano di avanzamento vincolante deve essere trasmesso ad ENOVA al più tardi un mese dopo aver firmato la garanzia.
- Un contratto di acquisto vincolante sulle turbine deve essere inserito al più tardi 12 mesi dopo la data della sottoscrizione della garanzia.
- L'installazione deve essere commissionata al più tardi 48 mesi dopo la sottoscrizione della garanzia.
- La produzione effettiva di energia deve essere monitorata e documentata nei 36 mesi seguenti la messa in servizio dell'impianto eolico.

Nel caso in cui ci siano sostanziali differenze dall'avanzamento del piano o altre condizioni vincolanti non siano state soddisfatte, ENOVA può cancellare il suo supporto. Quanto sopra riportato, tuttavia non ha ancora avuto un'implementazione pratica.

5.5 Danimarca:

La Danimarca è uno di quei paesi che sta cercando di raggiungere degli obiettivi ambiziosi in campo energetico; per il 2020 punta a raggiungere il 30% di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e per il 2050, l'indipendenza dai combustibili fossili.



Fonte: Danish Energy Outlook (Danish Energy Agency) Maggio 2011

Il tipo di supporto e' cambiato nel corso degli anni, all'inizio degli anni '90 c'era uno schema a feed in tariff, rimpiazzato poi, nel caso dell' eolico (sia off shore che on shore) con le tariffe basate sui premi all'arrivo del nuovo millennio, mentre il feed in tariff e' rimasto per gli altri tipi di tecnologia.


Nel 2008 il livello di supporto e' stato rivisto per elettricità prodotta da biomassa ed eolico.

Il fondo da cui si attinge per remunerare la produzione da fonte rinnovabile e' costituito grazie ad una tassazione sui consumatori del mercato elettrico danese.

La legislazione che sta alla base del supporto previsto e' il Danish Act on Electricity Supply (l'ultimo emendamento del 2004) ed il Promotion of Renewable Energy Act, pubblicato nel dicembre del 2008 in cui e' espressamente indicato il tipo di supporto ad asta per l'eolico off shore.

The Promotion of Renewable Energy Act, 2008

- Subsidies for generation of renewable electricity
 - Price premiums
 - Fixed feed in tariffs
- Tender for offshore wind parks
- Promotion of onshore wind
 - Four new schemes
- Decommissioning scheme for wind turbines
- Funding for small RE technologies



Fonte: Renewable energy policy in Denmark, Energinet.dk 2011

Incrementare la quota di produzione elettrica dovuta all'eolico off shore continua ad essere una priorità.

Secondo le clausole dell'Electricity Act (2008), tutti i progetti off shore implementati in Danimarca devono essere realizzati attraverso una "call for tenders" o una "open door procedure".

Il più recente e' più simile ad una "permitting procedure" dove il developer all'inizio del progetto, all'atto di stabilire l'installazione, richiede una licenza alla DEA.

Se il progetto viene accettato la produzione potrà essere sovvenzionata.

L'investitore e' responsabile dei costi per il collegamento del sito alla più vicina rete elettrica.

La DEA e' l'ente preposto alla richiesta dei permessi per lo sviluppatore del progetto, di sua competenza:

- Sviluppare ed amministrare la legislazione attinente al processo.
- Gestione delle aste per wind farms offshore.
- Approvare la realizzazione di installazioni >10 MW.

L'obiettivo del governo danese e' stato quello di fare in modo che l'agenzia per l'energia diventasse l'unico punto di riferimento per i developers in modo da semplificare la realizzazione dei progetti .

Questo e' possibile tramite il coordinamento della DEA con le altre autorità coinvolte nell'implementazione.

Questo approccio e' rivolto a tenere la procedura più trasparente possibile.

Secondo la DEA (2009) la "call for tenders" e' il metodo prevalente per installare nuova capacità, invece le "open doors procedure" sono state usate per realizzare, principalmente, progetti dimostrativi o in scala ridotta.

La procedura d'asta per l'eolico off shore:

Nella procedura d'asta lo stato prende l'iniziativa della costituzione dell'installazione in uno specifico sito nelle acque danesi. Nel caso dell'eolico off shore esiste un comitato di valutazione, che ha la funzione di stabilire che ogni realizzazione, o upgrade di installazioni esistenti avvenga soddisfacendo criteri di efficienza dei costi. I primi ad essere sfruttati sono cioè i siti più convenienti.

L'ordine di merito non e' fisso ma soggetto ai cambiamenti che i progetti potrebbero subire nel tempo.

Alla fine del 2005, il Committee for Future Offshore Wind Power Sites, ha svolto una valutazione sulla ricerca dei siti su cui poter avviare la produzione off shore. Ne è seguita la pubblicazione, nel 2007, di un report che visualizzava i possibili siti al 2025. Il report stimava la capacità, potenzialmente realizzabile, in 4600 MW che potrebbe realizzare 18 TWh coprendo il 50% del consumo di elettricità della Danimarca.

Non tutti, comunque, sono stati riconosciuti ugualmente attrattivi, dal punto di vista economico.

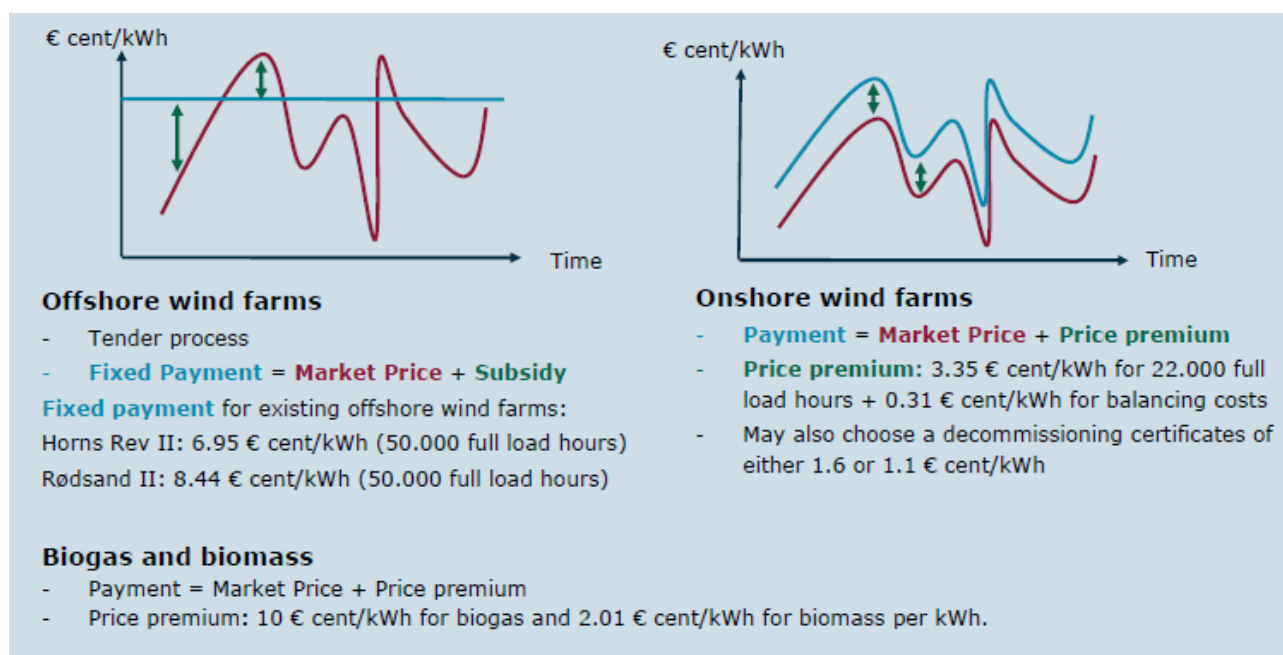
Il report tratta anche di alcune aree precedentemente designate che il comitato di valutazione non crede saranno immediatamente adatte all'installazione di off shore (parchi eolici) su larga scala.

Seguendo queste indicazioni, sono già stati posti in essere 2 round ed attualmente si sta procedendo ad un terzo. All'asta possono prendere parte sia investitori nazionali che stranieri. Il vincitore dell'offerta sarà chi avrà elaborato un progetto che potrà essere implementato al più basso prezzo/kWh proposto nell'offerta.

Diversamente dalle "open door procedure", lo stato garantisce la connessione alla rete elettrica, coprendo i costi relativi al collegamento del parco eolico alla rete elettrica.

Una volta che la produzione sarà operativa e stabile il vincitore riceverà un prezzo stabile; se il prezzo di mercato è inferiore al prezzo concordato, la differenza sarà coperta con un premio.

Il kWh viene pagato ad un prezzo fisso dato dal prezzo di mercato più un'apposita sovvenzione.



Fonte: Renewable energy policy in Denmark, Energinet.dk 2011

Una caratteristica degna di nota relativa al modello danese è il forte ruolo svolto dall'amministrazione nel controllo dei siti, nel definire l'ammontare della nuova capacità da costruire e del tempo per realizzarla.

L'approccio seguito è quello per cui il governo si fa carico dei rischi amministrativi legati alla sua implementazione e si impegna a fornire un prezzo garantito mentre il developer si fa carico dei rischi pratici legati alla sua implementazione (ritardi, cambiamenti nel prezzo della tecnologia e quant'altro).

Insieme ad Energinet, il TSO (transmission system operator), la DEA coordina tutte le operazioni relative alle procedure d'asta, in particolar modo nel fornire informazioni sul sito.

Di seguito i dati dei primi 2 round:

• **Roedsand II:**

E.ON Wind Sverige AB won the tender for establishment of a 200 MW offshore wind park in May 2008.

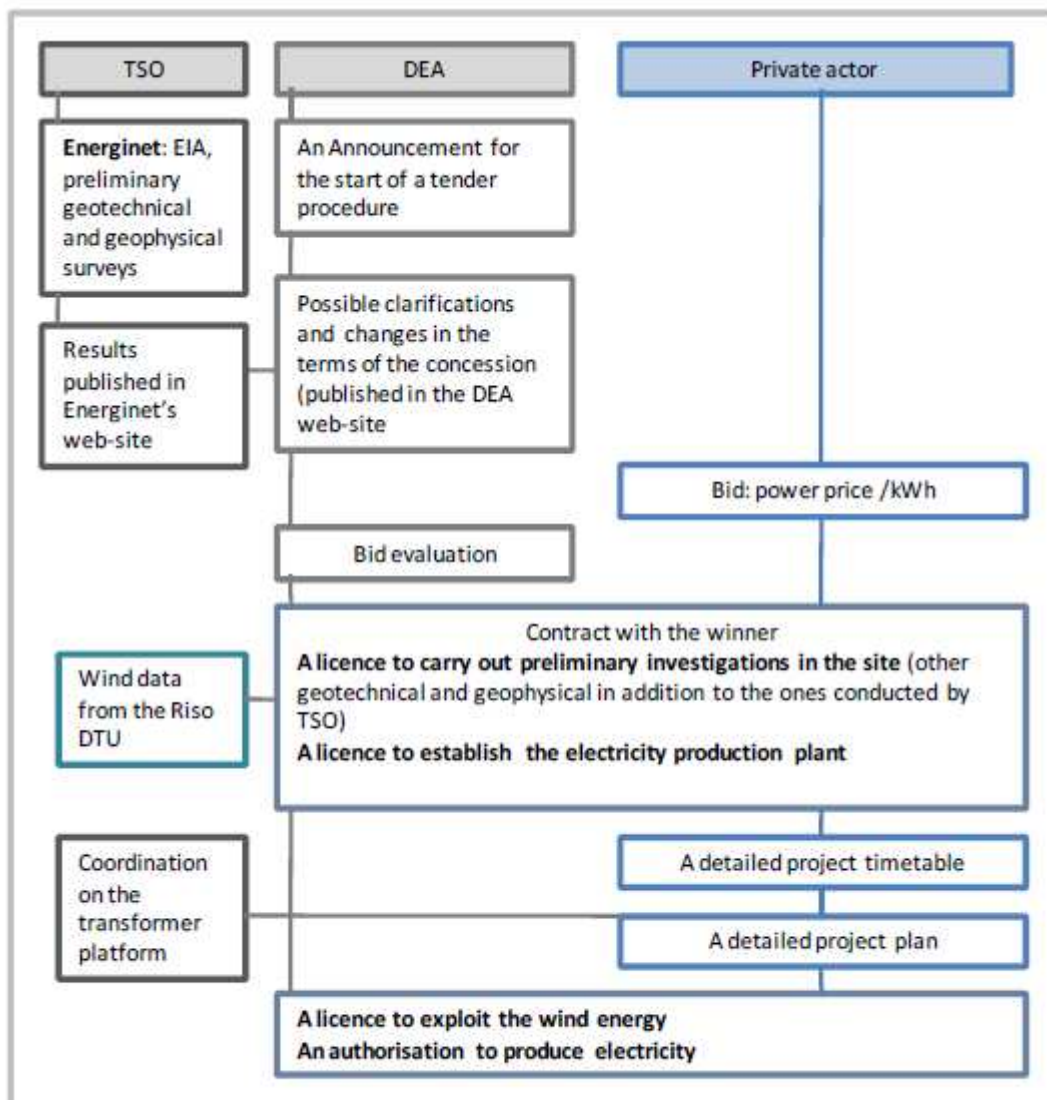
The plant is expected to be operative by the end of 2010. Price: 0.629 DKK/kWh

• **Horns Rev II:**

DONG Energy won the tender for establishment of a 209 MW wind park in June 2005 and the park became operational in September 2009. Price: 0.518 DKK/kWh

L'ultima asta (aperta all'offerta fino ad Aprile 2010) e' l'Anholt Offshore Wind Farm in Kattegat:

La Figura seguente illustra la struttura della procedura d'asta basata sul round in corso evidenziando il ruolo dei vari attori in gioco.



Fonte: Opportunities to utilise tendering as a part of a feed-in tariff system (2009)

Di seguito sono riportati gli obiettivi e le modalità di partecipazione all'asta:

Target:	400 MW (no less than 390 MWs and not above 400 MWs) by September 31 2012
Tender:	May 2009 the publication of the tender specifications October 2009 DEA specifies the requirements for evidence of financial and economic capacity. April 7 2010 Time limit for submitting tenders April 19 2010 Expected announcement of winner
Location:	Kattegat ; The DEA has initially designated a gross area of 573 km ² for siting and the TSO has carried out a preliminary mapping and assessment of existing knowledge within the area and delineated an area which will be covered by the EIA and where the winner will later have right to carry out investigations.
The bid:	Must contain only one and only the tender price /kWh
The award:	The price per kWh will be paid for 20 TWh
The commitment:	The plant establishment and grid connection. Stepwise banks guarantee which increases in accordance with the non-compliance penalty. Obligation to cover the costs that occurred when the TSO carried out the preliminary investigations (estimated to be 30 million DKK)
Penalties:	If the project is delayed 0-5 months the price paid for the 20 TWh decreases by 0.01 DKK . If the project is further delayed by 4 months the price is again decreased by 0.01 DKK. If the project is delayed more than a year another 0.01 DKK will be deducted from the price and in addition, the developer must pay a fee of 400 million DKK .
Non-compliance:	If the winner chooses not to establish the plant at all, the penalty is 100 million DK in the first five months, 200 million DK up to one year and 400 DKs after one year once the contract was signed .

La modifica, più rilevante al processo e' stata implementata per il round recentemente concluso dato che Energi.net si e' fatta carico della responsabilità di preparare l'EIA (Environmental impact assessment) per il sito. Prima d'ora, il vincitore dell'asta preparava l'EIA dopo averla vinta.

La disposizione precedente rendeva il processo più incerto visto che non tutte le informazioni erano disponibili, sin da subito, per formulare l'offerta.

Un altro fattore di cambiamento rispetto ai round precedenti e' rappresentato dall'introduzione di penali da pagare nel caso di ritardi o non completamento dell'opera (di cui si e' vinta l'asta).

Secondo la DEA il livello delle penalità nelle precedenti aste era comparabile con il costo del "grid cable".

Il livello, 435 milioni DKK era comunque considerato essere troppo elevato e quindi abbassato per il secondo round, lo specchio riportato sopra, evidenzia i vari termini del progetto in essere.

Nel caso gli offerenti offrano la stessa cifra, viene indetta una nuova asta.

La DEA si e' riservata il diritto di cancellare l'asta nei casi in cui non venga fornito l'EIA o nel caso in cui

i prezzi d'asta siano ritenuti troppo alti. Al vincitore dell'asta viene quindi permesso di realizzare il progetto. Nel caso in cui questo fosse ritardato o cancellato il developer dovrà farsi carico di pagare le penali, come già evidenziato nell'ultima tabella. L'asta e' stata aggiudicata alla DONG Energy nel 2010.

Di seguito i dati relativi al progetto ed alla sua implementazione:

Anholt Installation:

Anholt Offshore Wind Farm is an approved Danish offshore wind power wind farm in the Kattegat, between Djursland and Anholt island. With a nameplate capacity of 400 MW, when built, it will be the largest offshore wind farm in Denmark. A cable from the wind farm to Anholt will permit the replacement of most of the current diesel-powered electricity on the island.

Project:

The project was conceived in February 2008, as part of the Danish government's Energy Policy Agreement. DONG Energy was **the only bidder for the project**, and received the license to build it in 2010. The wind farm will cost an estimated 10 billion Danish kroner (€1.35 bn, US\$1.65 bn).

DONG has contracted with Siemens Wind Power to supply 111 3.6 MW wind turbines for the project, placed in 14 metres (46 ft) water depth. Once built, DONG will receive a feed-in tariff of 1.051 DKK/kWh (17 US¢/kWh) for the first 20 TWh (about 12–13 years of production).

The transformer platform will increase voltage from 33 to 220 kV for transporting the alternating current power 25 kilometres (16 mi) to land through a single 3-conductor cable (diameter 26 cm/10 in) and a further 56 km (35 mi) to Trige (near Aarhus) where a 400 kV main power hub can distribute the power. The agreement requires first power to be produced before the end of 2012, and be fully commissioned before the end of 2013. In March 2011, DONG Energy sold 50% of the Anholt wind farm to a consortium consisting of PensionDanmark and PKA (Pensionskassernes Administration) for DKK 6 billion (US\$1.14 billion).

The construction of the wind farm will represent a total investment of approximately DKK 10 billion.

With a capacity of 400 MW, the wind farm will be able to supply CO2-free power corresponding to the annual power consumption of more than 400,000 Danish households, or four per cent of Denmark's power consumption. Siemens Wind Power will deliver the turbines that will have a capacity of 3.6 MW each.

According to the tender specifications, the wind farm must supply its first power by the end of 2012, and the entire wind farm must be commissioned by the end of 2013. Otherwise delays will result in a reduced tariff income and a penalty if all turbines are not connected to the grid by 31 December 2013 at the latest.

Facts on Anholt Offshore Wind Farm

Wind turbines	SWT - 3.6-120	Number of wind turbines	111
Wind turbine capacity	3.6MW	Installed capacity of the wind farm	400 MW
Hub height	81.6 metres	Rotor diameter	120 metres
Total height of wind turbine	141.6 metres	Weight, blade	18 tonnes
Weight, tower	200 tonnes	Weight, nacelle	205 tonnes
Total weight of wind turbine	460 tonnes	Weight, foundation	400-630 tonnes
Cut-in wind speed	4m/s	Full production from	13m/s
Cut-out wind speed	25m/s	Pile driving depth	18-36 metres
Water depth	15-19 metres	Distance to shore	15km
Area of wind farm site	88 km ²	Construction period	2012-2013
		Operation	Autumn 2013

Time schedule:

The construction of Denmark's largest offshore wind farm is subject to tight time schedules. As part of the tender conditions, the wind farm must supply the first power by the end of 2012, and the complete wind farm must be in operation by the end of 2013.

Time	Activity
February 2008	Political consent to the wind farm construction at installed capacity of 400MW
30 April 2009	Tenders for Anholt Offshore Wind Farm were invited
January 2010	EIA was published
7 April 2010	Deadline for submission of a binding tender
2 July 2010	The licence was awarded to DONG Energy
July 2010	Geological investigations were initiated
2012-2013	Construction period
January 2012	Installation of foundations will commence
March 2012	Establishment of substation platform and cabling to shore will commence
June 2012	Installation of array cables to the turbines commence
September 2012	Erection of wind turbines will commence
End of 2012	The first power to be produced
Autumn 2013	The complete wind farm will be in operation

Considerazioni sulla procedura d'asta:

Questo tipo di incentivazione, in questo contesto, sembra lavorare efficacemente. Il sistema è ben strutturato ed assicura che i siti a venir utilizzati per primi saranno quelli economicamente più vantaggiosi.

Le procedure sono piuttosto controllate, e si considera siano adatte specialmente per il costoso eolico off shore ed è considerato interessante, come strumento, per un paese piccolo come la Danimarca, che ha limitate opportunità di accrescere la sua capacità nell'off shore.

L'approccio comunque mette molta pressione sugli esperti dell'amministrazione e non è detto che il modello possa funzionare egregiamente in altri paesi.

Dal punto di vista dei developers le aste sono un sistema costoso e non sempre praticamente realizzabile .

Anche se sono previste delle garanzie, i developers, non investono nello sviluppo di progetti che non vedrebbero nemmeno la luce, consistenza ed obiettivi chiari sono estremamente importanti dal loro punto di vista, l'obiettivo è sì, realizzare il più possibile ma che sia conveniente dal punto di vista economico.

Il governo danese ha pubblicato un piano a lungo termine per l'incremento di capacità verso cui si vorrebbe arrivare ed in cui sono evidenziate le aree dove i progetti avrebbero luogo, in modo da metterne subito a conoscenza le compagnie interessate. Migliorare il processo nel futuro vuol dire riuscire ad avere chiari da subito i problemi legati al tempo di realizzazione dei progetti , a ridurre i tempi nel rilascio dei permessi e degli altri aspetti tecnici rilevanti quando un'offerta viene posta in essere.

Dal punto di vista dei developers il tempo è troppo limitato e potrebbe limitare il numero di offerte ed avere anche un impatto sulla struttura del prezzo e, quindi, sul risultato stesso dell'asta. Questo rischia di coinvolgere solo pochi grandi offerenti, il che porterebbe ad un elevato prezzo d'offerta.

L'ultima asta, Anholt, ha un'ambiziosa tabella di marcia; 400MW dovrebbero essere operativi per il 2013. Non è quindi un caso se solo un offerente vi ha preso parte.

Questo evidenzia l'importanza degli obiettivi iniziali definiti per il processo; se il fine è avere capacità installata in un breve lasso di tempo probabilmente sarà necessario limitare l'efficienza economica del risultato. Anche l'ente organizzatore ha riconosciuto essere una sfida la "time table" nel caso specifico.

Incrementare la flessibilità potrebbe voler dire incrementare le opportunità dei partecipanti di porre in essere offerte migliori, anche perché se i tempi sono molto limitati, i developers, includeranno queste incertezze nel

prezzo finale. La struttura di autorità che fornisce tutte le necessarie valutazioni si adatta bene alla struttura della procedura d'asta danese.

I documenti dovrebbero essere disponibili ai partecipanti prima che loro piazzino l'offerta in modo da assicurare che abbiano tutte le informazioni necessarie sul sito in oggetto e sui costi della struttura.

In linea generale ci dovrebbero essere molte utilities in grado di sviluppare e partecipare alle aste che dovrebbero, in linea di principio, assicurarne la competitività.

Finora non ci sono stati partecipanti dall'estero, non in modo rilevante almeno.

Sebbene partecipanti internazionali siano voluti, quand'anche necessari per aumentare la competizione, e' comunque, ancora una volta, la definizione chiara degli obiettivi che assicura la partecipazione di offerenti qualificati in grado di realizzare capacità a costi bassi costi.

L'amministrazione che gestisce l'asta ha la responsabilità di comunicare, chiaramente ,gli obiettivi dell'asta al mercato. Avere personale professionale e qualificato che lavori sul processo (nell'amministrazione) assicura che gli accordi siano fatti in modo professionale i quali, ancora, potranno attrarre un maggior numero di offerenti. Questa e' la parte più importante che attualmente riguarda gli accordi.

Il fatto che ci sia un unico riferimento amministrativo a cui riferirsi e' considerato estremamente positivo dal punto di vista dei developers.

La questione se debba esserci un sistema di sanzioni per le non conformità solleva discussioni pro e contro. Sicuramente assicurerebbe che le offerte poste in essere siano serie e che il vincitore implementi i piani per cui si è impegnato. Sembrerebbe anche rappresentare una specie di tutela dei non vincitori, nel caso in cui i vincitori fallissero nell'implementare la capacità.

D'altra parte, un sistema di sanzioni probabilmente porterebbe a ridurre il numero di offerte.

Il punto di vista dell'amministrazione sulle sanzioni e' piuttosto lineare; sono popolari politicamente ed un elemento necessario per assicurare che la conformità sia soddisfatta.

Comunque il livello di queste sanzioni deve essere considerato attentamente.

6

Conclusioni

In generale il maggior beneficio proveniente dallo schema ad aste e' stato l'efficienza dei costi: l'obiettivo in termini di potenza installata, doveva essere raggiunto al minor costo. Lo schema presenta comunque un grosso limite. La maggior criticità e' che solo una parte della capacità pianificata viene raggiunta.

Il che rappresenta una forte limitazione visto che questi investimenti vengono fatti, soprattutto, per tener fede a degli accordi che impongono di raggiungere obiettivi ambiziosi al 2020.

Non è quindi un caso se non viene più usato come schema principale, bensì solo in determinate circostanze.

Ciò che si può fare per ottimizzare la procedura e' rimuovere tutte le ambiguità insite nello schema in modo da eliminare i colli di bottiglia che rallentano o limitano il successo dei progetti vincitori.

Vale la pena notare che il ritardo nel raggiungere l'obiettivo (capacità stabilita) non e' necessariamente dovuto allo schema ad asta in se stesso, un limite importante risiede nella procedura di pianificazione e di rilascio dei permessi, che hanno spesso causato forti ritardi. La scarsa predizione dello schema ha incrementato le incertezze per lo sviluppo dei progetti e conseguentemente ridotto il numero di progetti in corso d'opera. La mancanza di sanzioni e penalità per la mancata costruzione, o i ritardi nella realizzazione dei progetti aggiudicati ha condotto in molti casi alla cancellazione dei progetti stessi.

Dovrà essere chiaro inoltre il contesto in cui usare lo strumento.

La Danimarca per esempio ha un limitato e ben definito target e su questo lavora, la Francia come detto lo usa per raggiungere quel valore di capacità mancante che le serve (tenendo bassi i costi).

La procedura ad asta deve anche essere coerente con altri tipi di meccanismi di supporto già in uso.

Lo schema deve essere comunque valutato nella situazione locale. I casi e le esperienze presentate nelle precedenti sezioni evidenziano quanto sia difficoltoso implementare lo strumento e raggiungere il target prefissato da un paese ad un altro.

E' pur vero che nel caso di Irlanda e Francia, lo schema usato nel passato, e' stato un fallimento ma ad esempio nel caso di UK, pur non avendo portato a grossi risultati in termini di potenza installata, alla fine il prezzo/kwh e' rimasto basso, ciò dovuto al continuo raffinamento del processo.

Quindi lo schema una volta implementato nella realtà italiana dovrà subire successivi miglioramenti.

Dall'esperienza passata possiamo trarre una serie di indicazioni:

● **Frequenza e prevedibilità:**

Il mercato ha bisogno di certezze sugli obiettivi globali del sistema, sui round organizzati.

Gli NFFOs erano ragionevolmente frequenti, ma non regolari, non era possibile prevedere quando (o addirittura se) il successivo round sarebbe stato annunciato. Il sistema Olandese si e' affossato in una seria mancanza di prevedibilità che ha arrestato per anni lo sviluppo dell'off shore.

Una proposta potrebbe essere di realizzare più round in periodi temporali brevi (es. 1-2 all'anno).

● **Creare un ambiente sicuro:**

Il sistema d'asta deve essere studiato, in modo da creare un ambiente di sicuro investimento.

I primi 2 rounds dell'NFFO in UK hanno fallito nel prevedere PPAs troppo corti, non comunicando chiaramente il numero, la durata dei round e la loro cadenza temporale portando in alcuni casi alla morte dei progetti, in altri a resistenze nelle procedure di rilascio dei permessi.

Bisognerà anche valutare attentamente la durata dei contratti di acquisto; in altre realtà 15 anni sono stati valutati essere un periodo congruo, mentre in Italia i produttori chiedono una durata di 25 anni.

Inoltre è consigliabile che il vincitore venga ripagato con il prezzo indicato nell'offerta (pay as bid) e non con un prezzo fisso (strike price) come ad esempio fatto nei primi contratti NFFO.

Prevedere, in alcuni casi, un cap di prezzo.

Una volta, poi, che il processo parte l'amministrazione deve essere preparata a gestirlo.

In altri paesi ci sono enti appositi che gestiscono il processo allo scopo di snellire e semplificare la procedura dei permessi. Questo e' importante anche perché l'asta non e' una procedura fissa.

Quello che funziona all'inizio non e' comunque garantito funzionare anche nei round più recenti.

- **Trasparenza:**

L'asta è per definizione un sistema che pone in conflitto i vari protagonisti.

Nella maggior parte dei paesi che utilizzano le aste il governo ha consultato il settore privato ed ha, inoltre, lavorato per mantenere la comunicazione più semplice possibile.

Questo è cruciale per mantenere fiducia nel sistema.

- **Chi deve fare cosa:**

All'interno dello schema di supporto l'amministrazione ed il privato dividono i rischi nell'implementazione del progetto. In relazione alla natura delle politiche applicate, l'obiettivo del sistema può essere sia rimuovere i rischi dall'amministrazione (nella gestione) e/o i rischi dal developer (nel prezzo).

Nel caso Danese, per esempio, la procedura tende a ridurre i rischi del developer, nell'ottica che meno rischi corre e più il sistema ha effetto. Tutte le procedure " burocratiche " vengono gestite dall'agenzia governativa preposta. L' amministrazione in tal caso deve essere preparata ad affrontare la procedura di autorizzazione (rilascio permessi).

Aste organizzate in modo professionale attraggono un maggior numero di offerenti.

- **Le sanzioni:**

Non tutti i modelli le hanno adottate ma sembrano essere comunque un male necessario, da applicarsi, nel caso di ritardi o inosservanze nei confronti dei vincitori. Sono necessarie per mantenere gli obiettivi e la fiducia verso il sistema. E' importante, ovviamente, che il livello non sia settato troppo in alto; l'obiettivo non è spaventare e far scappare i partecipanti ma semplicemente indicare l'impegno degli offerenti e fornire un grado di sicurezza sull'implementazione del progetto.

La prima bozza di attuazione del Decreto Romani prevede; "una decurtazione del 2% sull'incentivo aggiudicato per ogni mese di ritardo rispetto ai termini previsti per l'entrata in servizio ".

Questo sembra essere troppo restrittivo considerato che esiste già un sistema di garanzie/sanzioni e rischierebbe di allontanare molti possibili offerenti.

Bibliografia

Opportunities to utilise tendering as a part of a feed-in tariff system :

commissioned by Finnish Energy Industries , prepared by Mr. Juha Ruokonen, Ms. Anna-Maija Sinnemaa, Mr. Alekski Lumijärvi ja Ms. Ingrid Nyttun-Christie from GreenStream Network Plc. (2009)

EOLE 2005 wind energy programme by E. Jolivet:

Project co-funded by the European Commission within the Sixth Framework Programme (2006)

Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy:

Philippe Menanteau*, Dominique Finon, Marie-Laure Lamy; Institut d'Economie et de Politique de l'Energie, CNRS/Universit le Pierre Mendès-France, BP 47, 38040 Grenoble Cedex 9, France (2002)

Ref: <http://www.elsevier.com/locate/enpol>

European schemes for promoting renewables in liberalised markets:

Niels I. Meyer* Department of Civil Engineering, Technical University of Denmark, (2002)

Ref: <http://www.elsevier.com/locate/enpol>

Renewable energies in the EU-Accession States:

Danyel Reiche Environmental Policy Research Unit, Free University of Berlin (2004)

Ref: <http://www.elsevier.com/locate/enpol>

Europe's new Energy Era:

Manuel Pinho Ref: <http://www.altiimedia.com>

Energy Policies of IEA Countries:

Ref: <http://www.iea.org/books>

The ENEOP Industrial Cluster Working for the Future of Wind Energy:

Aníbal Fernandes ENEOP – Eólicas de Portugal (2007)

Le aste per l'incentivazione alle rinnovabili (ottobre 2011):

Considerazioni volte al miglioramento della bozza del DM di attuazione del DLGS 28/2011 sulle FER elettriche (2 dicembre 2011):

Ref: Aper <http://www.aper.it>

Renewable energy policy in Denmark:

Lene Egeberg-Gjelstrup International Adviser, Energinet.dk

Analysis on the fur-thering of competition in relation to the establishment of large off-shore wind farms in Denmark: Ref: Ministry of Climate and Energy (Aprile 2011)

Overview of Irish renewable energy policy:

Michael j. Purcell The Department of Communications, Energy and Natural Resources (2005)

Danish Energy Agency:

Ref: <http://www.ens.dk>

Enova SF

Ref: <http://www.enova.no>