

## **PROPOSTE ANEV/APER SU D. LGS. RINNOVABILI E PER IL RAGGIUNGIMENTO EFFICIENTE DEGLI OBIETTIVI NAZIONALI AL 2020 IN TEMA DI FONTI RINNOVABILI**

Le seguenti proposte sono state elaborate dalle associazioni ANEV e APER sulla base dell'analisi dei dati scaturiti dalla pubblicazione del PANER (Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili) dove, per l'eolico, sono stati previsti 12.680 MW al 2020, e dai dati economici e finanziari afferenti le Istituzioni competenti e gli operatori del sistema produttivo elettrico della filiera rinnovabile con particolare riferimento alla tecnologia eolica.

Meglio dettagliando tali calcoli si evidenzia che nel 2010 il GSE ha speso 940 Milioni di € per riacquistare CV in scadenza, di questi 304 Milioni sono riferibili (proporzionalmente) alla fonte eolica che nel 2009 ha prodotto complessivamente 6,7 TWh. Inoltre si deve segnalare che tale "costo" è almeno per il doppio compensato dagli introiti aggiuntivi per solo anno di riferimento, pari ad oltre **600 Milioni di € incassati dallo Stato e dagli Enti Pubblici periferici (IVA, IRES, IRAP, IRPEF, convenzioni per i Comuni, INPS ecc.)**.

Secondo le previsioni del PAN nel 2020 l'Italia dovrà produrre almeno 18 TWh di energia elettrica dalla sola fonte eolica on-shore, con un costo a normativa attuale di 1.969.920.000 €. **Con il taglio del 22% attuato dal D. Lgs. 28/2011 di recepimento della Direttiva 2009/28/CE tale importo verrà ridotto a 1.600.560.000 €, dei quali peraltro solo 859.590.000,00 € aggiuntivi per produzioni nuove dal 2010 al 2020**, fatte salve le ulteriori attese economie derivanti dall'evoluzione tecnologica calcolabili almeno in un ulteriore 10%. Si segnala poi che **dal solo recupero dell'IVA** per le installazioni dei 6.000 MW previsti da oggi al 2020 **lo Stato incasserebbe almeno 1.000.000.000,00 €**.

La traiettoria che deve portare al 2020 per ogni fonte impone quindi per l'eolico una accelerazione nelle politiche di realizzazione, di semplicità e trasparenza degli incentivi, nelle semplificazioni e nell'eliminazione delle barriere tecnologiche, alla luce della maggior distanza relativa rispetto ad altre fonti dall'obiettivo ed al maggior apporto in termini di riduzione dei costi. Si segnala infine che, secondo le stime della UIL, l'Italia oggi ha una forza lavoro nel solo settore eolico pari a 29.000 addetti, per i quali le aziende versano oneri previdenziali pari a **435.000.000,00 €/anno**.

### **CRITERI GENERALI:**

Alla luce della prossima scadenza del recepimento della Direttiva Comunitaria sulle Fonti Rinnovabili e della necessaria definizione di una politica energetica nazionale organica (anche in vista della Conferenza Nazionale sull'Energia per la definizione della strategia energetica) che riesca a garantire il raggiungimento degli obiettivi ambientali contemperando efficienza, sostenibilità e sicurezza, le associazioni ANEV e APER con forza chiedono al Governo di utilizzare alcuni principi cardine nella definizione dei provvedimenti emanandi, onde evitare ulteriori gravi ripercussioni sul sistema nazionale e sulla stabilità dei meccanismi di incentivazione.

Pertanto al fine di far ripartire il settore che oggi è completamente bloccato, e per ricominciare a attirare capitali da parte degli investitori, si richiamano i seguenti criteri generali come indispensabili nella definizione dei provvedimenti attuativi in fase di definizione:

- Nella definizione dei meccanismi si deve prevedere che gli stessi garantiscano una visione di lungo periodo in termini di stabilità normativa e regolatoria, prevedendo adeguamenti temporali degli incentivi che consentano di recuperare le attese positive evoluzioni tecnologiche, garantendo altresì la stabilità del sostegno per tutta la durata dell'investimento salvaguardando gli investitori da modifiche retroattive che tipicamente soggetti medio piccoli non possono sostenere;
- Per fare ciò è auspicabile la creazione di un coordinamento consultivo permanente tra Governo e le Associazioni con lo scopo di consentire al sistema elettrico nazionale di beneficiare in tempi adeguati di ogni evoluzione tecnologica, ovvero di ogni soluzione innovativa utile alla riduzione complessiva degli oneri nel raggiungimento dell'obiettivo finale al 2020;
- Per quanto riguarda la definizione dei livelli di sostegno tra le differenti fonti rinnovabili, nonché del potenziale dei biocarburanti e dell'efficienza, deve prevalere il criterio della adeguatezza dell'incentivazione, in modo tale da predisporre meccanismi rapidi di correzione di eventuali erronei

livelli di sostegno basandosi su criteri certi di verifica dell'avanzamento delle installazioni rispetto agli obiettivi temporali definiti;

- Definizione di un mix energetico al 2020, 2030 e 2050, che veda una efficace ripartizione delle fonti primarie e dell'efficienza energetica sulla base di criteri di efficienza complessiva del sistema per il raggiungimento degli obiettivi comunitari in tema di rinnovabili. Tale risultato deve essere raggiunto con una definizione di potenze complessive da ripartirsi per anno, per fonte e per Regione;
- Al fine di trarre una riforma organica complessiva, che consenta un'efficace armonizzazione della definizione dei decreti attuativi con la definizione del Piano Energetico Nazionale e del *burden sharing* regionale, sarebbe auspicabile posticipare di un anno la data di entrata in vigore del nuovo sistema di incentivazione per i nuovi impianti (dal 2013 al 2014).

Tali proposte vanno nella direzione di una chiara definizione dei criteri di fondo che dovrebbero guidare i percorsi di individuazione del necessario quadro di crescita del comparto dell'eolico, definendo meccanismi innovativi che evitino di gravare ingiustamente o sproporzionatamente sui cittadini, e proponendo meccanismi correttivi che allineino con assoluta corrispondenza il valore dell'incentivo al corretto ritorno atteso dall'investimento. Non è pensabile infatti che su settori incentivati si possa avere un ritorno dell'investimento garantito ed eccessivo, tuttavia non è neppure possibile che vada sotto il limite della convenienza imprenditoriale ovvero, cosa purtroppo avvenuta in questo periodo, addirittura a rendere insufficiente il ritorno economico a ripagare l'investimento stesso.

A seguito del recente risultato referendario sul ritorno al nucleare, si presenta la possibilità di portare nuovo impulso in un settore ad elevato potenziale di crescita stimolando gli investimenti nel settore di soggetti industriali nazionali ed esteri, evitando che lo sviluppo di questi settori divenga un puro esercizio finanziario. Al fine di consentire quindi il permanere in vita delle aziende interessate dal settore risultano indispensabili le seguenti modifiche operative da introdurre tempestivamente per il tramite dei Decreti attuativi attesi al fine di salvaguardare gli investimenti già effettuati:

#### **1. MECCANISMO DI RITIRO DEI CV DA PARTE DEL GSE (Titolo V, Capo II, Art. 25, Comma 4)**

La previsione di una tempistica annuale per l'acquisto da parte del GSE dei CV invenduti determina una inefficienza nella predisposizione dei fondi necessari al GSE e soprattutto genera rilevanti criticità nella gestione finanziaria dei produttori da fonti rinnovabili dovuta al differimento temporale dei ritorni economici derivanti dalla cessione di CV rispetto ai ripagamenti del capitale nei confronti degli istituti finanziari. Tale inefficienza, aggravata dalla riduzione graduale della quota d'obbligo di cui all'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (come prevista dal *TITOLO V capo II art 25 comma 3 del D. Lgs.*), determinerebbe altresì una disparità fra gli operatori in grado di cedere i CV nel mercato in corso d'anno (ad esempio gli operatori in grado di ricorrere a cessione infragruppo), ed i player costretti ad attendere il ritiro del GSE. Questi ultimi, infatti, subirebbero una grave dilazione temporale nell'incasso dei CV (fino ad un massimo di 18 mesi) che, unita al taglio del prezzo degli stessi, determinerebbe un grave rischio di default finanziario dovuto all'impossibilità di onorare gli impegni assunti con i contratti di finanziamento in essere.

#### **SI RICHIEDE CHE IL RIACQUISTO DEI CV DAL GSE AVVENGA DURANTE TUTTO L' ANNO - CON MINORI ONERI PER IL GSE E SENZA PENALIZZARE GLI OPERATORI**

A tal proposito si propone la seguente procedura operativa per il riacquisto dei CV da parte del GSE  
Tempistica di acquisto: trimestrale.

Volumi di acquisto. A chiusura di ogni trimestre il GSE riceve dal produttore di fonti rinnovabili una richiesta di ritiro di CV nelle quantità decise dal produttore stesso e limitate alla effettiva disponibilità. Al fine di avere evidenza dei quantitativi di CV effettivamente prodotti in tempo utile a farli ritirare dal GSE, i CV vengono rilasciati dal GSE entro il 15 di ogni mese/trimestre.

Le procedure di riacquisto dei CV invenduti come oggi vigenti restano vigenti nelle medesime modalità.

Corrispettivo.

- *Acquisto trimestrale medesimo anno*  $n$ : ogni trimestre GSE corrisponde in acconto un prezzo pari a 70 €/MWh ai CV a consuntivo o a preventivo per i quali è richiesto il ritiro. A chiusura di anno il GSE, sulla base della comunicazione dell'AEEG sul prezzo medio dell'energia dell'anno precedente, provvede a calcolare il prezzo ufficiale di ritiro pari a  $(180 - P_{e,n-1}) * 78\%$ . Il GSE effettua il conguaglio dei prezzi al prezzo di conguaglio dei volumi ritirati per ciascun trimestre, scontato secondo il tasso **Euribor a un mese base 365 calcolato come media delle quotazioni di tale indicatore per ciascun giorno del mese di riferimento, al quale andranno detratti 10 basis points** per tenere conto del costo finanziario per gli acconti versati riferito al mese di giugno dell'anno successivo all'anno di produzione.
- *Acquisto trimestrale anno*  $n+1$ : Il produttore ogni anno comunica la quantità di CV dell'anno precedente per i quali chiede il ritiro. Il corrispettivo riconosciuto è pari a  $(180 - P_{e,n-1}) * 78\%$ . Il GSE effettua il ritiro il primo trimestre dell'anno successivo all'anno di produzione con un corrispettivo scontato secondo il tasso **Euribor a un mese base 365 calcolato come media delle quotazioni di tale indicatore per ciascun giorno del mese di riferimento, al quale andranno detratti 10 basis points**, per tenere conto del costo finanziario per gli acconti versati riferito al mese di giugno dell'anno successivo all'anno di produzione.
- *Acquisto annuale anno*  $n+1$ : Nel mese di Giugno dell'anno successivo a quello di emissione ( $n+1$ ) il produttore può chiedere il ritiro dei CV invenduti al GSE il quale corrisponderà il corrispettivo pari a  $(180 - P_{e,n-1}) * 78\%$ .

#### Fatturazione

- Il produttore che richiede il ritiro dei CV procede alla fatturazione contestuale alla richiesta di ritiro. Il pagamento della fattura avviene entro 15 giorni.

## **2. MODALITÀ PER LA TRANSIZIONE DAL VECCHIO AL NUOVO MECCANISMO DI INCENTIVAZIONE” (Titolo V, Capo II, Art. 24, Comma 5, Lettera C)**

Come stabilito nel D. Lgs 28/2011 le modalità di passaggio dal vecchio al nuovo meccanismo di incentivazione devono garantire la redditività degli investimenti effettuati, quindi la trasformazione dell'attuale sistema basato sui Certificati Verdi per la parte incentivo, che ad oggi è regolamentata tramite un sistema a mercato dei relativi titoli, in una sistema incentivante che assolva al medesimo scopo. La definizione di un corretto livello tariffario, da applicare agli anni successivi al 2015, deve essere immediatamente determinato, al fine di salvaguardare gli investimenti effettuati e di non prolungare ulteriormente la grave situazione di incertezza che gli istituti finanziari oggi riversano sugli imprenditori tramite l'attivazione delle procedure di *default*.

### **SI PROPONE DI ADOTTARE UN MECCANISMO DI TIPO FEED-IN PREMIUM**

Il nuovo sistema deve necessariamente passare dalla determinazione del livello base di tale tariffa che ragionevolmente dovrà prendere spunto dall'attuale livello del prezzo di riferimento dei Certificati Verdi adeguati alle prescrizioni del D. Lgs. 28/2011.

Il livello base della tariffa feed-in premium, sul quale aggiungere il prezzo dell'energia, deve essere definito fin da subito quantitativamente, onde evitare che ulteriori rimandi a valorizzazioni future aggravino l'attuale situazione di incertezza, pertanto unica possibile soluzione sembra quella di parametrare tale livello a quello definito per il collocamento (da parte del GSE) sul mercato dei Certificati Verdi per l'anno 2011, e cioè **€88,22/MWh**.

Tale tariffa dovrà poi, ogni anno, essere **aggiornata**, a cura dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sulla base del tasso di inflazione registrato nell'anno precedente.

Accompagnata alla FIP risulta inoltre indispensabile la **determinazione un floor sui ricavi all-in (intesi come somma fra i ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica e la feed in premium)** al fine di migliorare la bancabilità dei progetti. Tale valore potrebbe essere stabilito in **160 Euro/MWh** al 2016 e adeguato necessariamente all'inflazione.

L'adeguamento inflattivo dell'incentivo, risulta necessario, per compensare l'incremento dei costi operativi provocato dall'inflazione. I costi operativi hanno infatti un'elevata incidenza sull'utile generato da un parco eolico (e di conseguenza sui dividendi distribuibili).

Si segnala inoltre con forza che il livello di taglio attuale è sostenibile solo se concomitante con la possibilità di rendere il GSE operatore di mercato per tutto l'anno, consentendo pertanto agli operatori di non dover attendere i 18 mesi per la valorizzazione dei CV in eccesso, con conseguente beneficio anche per il GSE che ne vedrebbe ridotto l'onere complessivo di riacquisto (infatti il GSE dovrebbe acquistare CV durante l'anno scontando il tasso di sconto).

Infine si segnala che il termine, definito per Decreto, del sistema dei Certificati Verdi, ad una data già fissata presuppone di dover anche stabilire un sistema alternativo di recupero dell'energia persa a causa delle fermate imposte dal Gestore di Rete agli impianti, non potendo più avvalersi del recupero in termini di tempo, aumentato del 20% come disciplinato dall'art 11, comma 8, del DM 18.12.2008. Al fine di porre rimedio a tale problematica si suggerisce di ricorrere alle modalità di ricostruzione dell'energia producibile, stabilita dall'AEEG, con la Delibera 5 del 2010 e attraverso quest'ultima provvedere con le medesime tempistiche all'accreditamento del corrispettivo economico corrispondente (o dei titoli).

### **TRASFORMAZIONE DELL'INCENTIVO POST 2015 PER GLI IMPIANTI IN ESERCIZIO NEL VALORE DI 88,22 €/MWh con floor sui ricavi all-in pari a 160 €/MWh al 2016**

#### **3. MECCANISMI DI FUNZIONAMENTO DELLE ASTE (Titolo V, Capo II, Art. 24, Comma 4)**

In ragione degli esiti fallimentari delle applicazioni delle aste in Paesi europei, come dimostrato dall'ANEV con le lettere ricevute dalle corrispondenti associazioni europee, e del rischio intrinseco del meccanismo suscettibile di instaurazione di problematiche già verificatesi in passato, quali speculazioni, intermediazioni ingiustificate, contenziosi e altre gravi e dannose distorsioni della leale concorrenza, si propone di individuare adeguati livelli di applicazione dei medesimi al fine di far funzionare al meglio tale meccanismo (50 MW per l'eolico).

Il completamento di un iter autorizzativo per la costruzione e l'esercizio di una centrale elettrica alimentata da fonte rinnovabile corrisponde, specie in Italia, ad un investimento cospicuo sia in termini di denaro che di tempo e pertanto un progetto già autorizzato non può essere soggetto alla indeterminatezza del livello di incentivo. Tale incertezza rappresenterebbe infatti, un forte freno allo sviluppo del settore specie per gli operatori che fanno ricorso a finanza di progetto.

Infine è indispensabile definire chi parteciperà alle aste (livelli di garanzia e solidità dell'operatore e del progetto ecc.) e con quale livello autorizzativo raggiunto (AU – Connessione ecc.)

#### **PROPOSTA DI MECCANISMO DI FUNZIONAMENTO DELLE ASTE**

Presupponendo poi che oggetto dell'Asta sia il solo accesso alla tariffa incentivante, si ritiene opportuno indicare le seguenti proposte:

- Partecipazione per progetti che abbiano già raggiunto un idoneo livello di avanzamento del procedimento autorizzativo.
- Partecipazione per progetti superiori a 50 MW, la partecipazione è limitata a soggetti che abbiano modo di provare le proprie competenze tecniche e una adeguata affidabilità finanziaria.
- Le aste dovrebbero avere una frequenza infrannuale da determinarsi in base al numero di domande /potenze richieste ed al contingente di potenza da mettere ad asta.
- Ciascuna sessione deve prevedere un contingente di potenza coerente con gli obiettivi intermedi per quella specifica fonte, considerando anche l'apporto per quella tecnologia delle taglie inferiori, come definito nel PANER e come ripartito dal Burden Sharing.
- L'incentivo aggiudicato tramite meccanismo di asta al ribasso con CAP (base d'asta) pari al valore dell'ultima soglia della tariffa amministrata, valevole per l'iniziativa vincente per l'intero periodo di incentivazione.
- Gli impianti ammessi alle aste, ma non rientranti fra i vincitori, riceverebbero comunque, come prevede il D. Lgs. un incentivo minimo (FLOOR) garantito tale da permettere una adeguata redditività



dell'iniziativa (es. percentuale dell'incentivo previsto per l'ultimo scaglione di potenza d'impianto cui si applica la tariffa amministrata).

### **PORTARE IL LIMITE MINIMO DELLE ASTE A 50 MW**

Definire da subito i meccanismi di funzionamento delle aste, con particolare attenzione ai motivi di possibili impugnative da parte dei soggetti già titolari di autorizzazioni o che hanno in essere procedure autorizzative non ancora concluse. Al riguardo si suggerisce da subito di armonizzare le procedure con un confronto operativo e costante con le associazioni degli operatori e comunque definendo come valore minimo per le aste una soglia non inferiore a 50 MW per l'on-shore, eventualmente rivedibile sulla base dei risultati ottenuti. Le modifiche successive dovranno necessariamente valutare che lo sfruttamento di aree marginali comporta la riduzione di ventosità media e pertanto occorre prevedere un'adeguata remunerazione.

#### **4. DECRETO ATTUATIVO INERENTE “ONERI ECONOMICI E FINANZIARI, NONCHÉ GARANZIE PER L'AUTORIZZAZIONE, LA CONNESSIONE, LA COSTRUZIONE DEGLI IMPIANTI (Titolo II, Capo II, Art. 12, Comma 3):**

Il suddetto decreto attuativo dovrà rispettare quanto previsto dal TICA oggetto della sospensiva ottenuta dalle Associazioni ANEV e APER nei mesi scorsi e dovrà essere coordinato con quanto verrà stabilito con specifica deliberazione dell'AEEG di correzione del TICA stesso. Ciò al fine di perseguire contemporaneamente sia l'obiettivo di disincentivare pratiche scorrette e speculative da parte di chi richiede la connessione alla rete senza una reale intenzione di portare a compimento la realizzazione dell'Impianto (saturando virtualmente la rete) che quello di tutelare in modo equo e proporzionato le domande di connessione accompagnate da un reale interesse alla realizzazione ed esercizio dell'impianto di produzione di elettricità da fonte rinnovabile”.

#### **5. DETERMINAZIONI DEI PREZZI MINIMI GARANTITI - INTEGRAZIONI DEI RICAVI PER IMPIANTI IN ESERCIZIO IN ASSENZA DI INCENTIVO (Titolo V, Capo II, Art. 24, Comma 8):**

Si richiede che per gli impianti che continuano ad essere eserciti in assenza di incentivi venga riconosciuto un incentivo pari al 25% dell'incentivo spettante per le produzioni da impianti nuovi. Tale previsione si rende necessaria alla luce del fatto che i rifacimenti parziali per l'eolico non sono di fatto realizzabili.

#### **6. RIFACIMENTI PARZIALI E TOTALI IN ESERCIZIO IN DATA SUCCESSIVA AL 31/12/2012 (Titolo II, Capo I, Art. 5, Comma 3):**

Si richiede che siano chiariti gli attuali elementi di incertezza collegati agli interventi di rifacimento totale su impianti eolici, in particolare:

- esclusione dalle procedure d'asta per l'accesso agli incentivi per gli impianti oggetto di rifacimento;
- nuova definizione di rifacimento totale legata alle effettive necessità di sostituzione/cambi delle parti dell'impianto.
- incentivo, il cui valore sia in linea con quello riconosciuto dall'attuale disciplina, assegnato sulla base della tariffa amministrata riconosciuta alla corrispondente taglia d'impianto di nuova costruzione e, per rifacimento d'impianti di capacità superiore alla soglia d'asta, l'incentivo deve essere parametrato a quanto previsto per l'ultimo scaglione che riceve la tariffa amministrata;
- i contingenti di potenza, definiti su base annuale, dovranno essere individuati avendo a riferimento il valore della capacità totale cumulata al termine dell'anno precedente, divisa per il numero di anni previsto come vita utile convenzionale.

Ratio di tale principio è quello di permettere, ad ogni impianto, un unico intervento di rifacimento nel corso della vita utile.

Con riferimento al D.M. Attuativo inerente “Interventi di modifica sostanziale degli impianti esistenti” di cui al TITOLO II CAPO I ART 5 COMMA 3, si richiede la definizione di una procedura autorizzativa, con tempistica accelerata e adempimenti semplificati, per i suddetti interventi di rifacimento parziale e totale

(prevedere un premio, es. incentivo intero senza eventuali decurtazioni, per rifacimenti eolici che garantiscano una maggiore produzione, un minore impatto a parità di potenza).

**7. DURATA DEGLI INCENTIVI PARI ALLA VITA UTILE DEGLI IMPIANTI (Titolo V, Capo II, Art. 24, Comma 2, Lettera B):**

Chiarire che la vita media utile convenzionale ovvero il periodo di diritto all'incentivo per la tecnologia eolica deve essere adeguato a quanto avviene in Europa, portando tale durata a 20 anni (eventuale opzione proporre mantenimento a 15 anni con adeguata rimodulazione dei valori indicati nei punti successivi).

**8. DECRETO ATTUATIVO INERENTE PROCEDURE AUTORIZZATIVE SEMPLIFICATE PER REPOWERING IMPIANTI ESISTENTI (Titolo II, Capo I, Art. 4, Comma 6):**

PROCEDURA AUTORIZZATIVA RICOSTRUZIONE IMPIANTI EOLICI:

Di seguito si vogliono indicare una serie di principi da seguire per la definizione di una procedura autorizzativa ad hoc per gli interventi di Ammodernamento (smantellamento totale e contestuale ricostruzione) di impianti da fonti rinnovabili, nello specifico di impianti eolici:

- Previsione che il numero di aerogeneratori dell'impianto, successivamente all'intervento di ricostruzione, sia inferiore a quello dell'impianto dismesso;
- Maggiore utilizzo del meccanismo del Silenzio assenso. Mantenendo il parere espresso solo per quegli enti che tutelano un interesse Ambientale, Sanitario o Paesaggistico. Il parere degli altri enti può essere sostituito da un maggior utilizzo del meccanismo dell'Intimazione ad adempiere (da parte del responsabile del Procedimento), del silenzio assenso o della facoltà di parere;
- Previsione di un protocollo specifico per questa tipologia di interventi e parallelo rispetto a quello degli impianti di nuova costruzione. La previsione dovrà valere sia per l'ente competente al rilascio del provvedimento autorizzativo, sia per tutti gli altri enti coinvolti nel procedimento medesimo. L'estensione va prevista anche per la parte del progetto relativa alla soluzione di connessione (ove presente);
- Regolamentazione specifica della dismissione del precedente impianto, ad esempio presentando uno specifico piano di dismissione come allegato alla domanda di autorizzazione;
- Ipotesi di nuova Connessione: previsione di una tempistica accelerata anche da parte del Gestore di rete, per rilasciare la soluzione di connessione;
- Possibilità di estensione di molti dei principi indicati anche ad eventuali procedure autorizzative per il semplice Ampliamento d'impianto;
- Specifica esclusione dalle procedure di Asta.

**9. DECRETO ATTUATIVO INERENTE "MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE" (Titolo V, Capo II, Art. 24, Comma 3):**

Per gli impianti sotto la soglia di asta, per la quale si propone una soglia di 50 MW per l'eolico, si ritiene congruo al fine di rispettare il criterio dei costi specifici indicati alla lettera a) del comma 3, Art 24 del D. Lgs 28/2011, di applicare, **tariffe di tipo premium** che partano comunque da un **valore massimo (price cap)** distinto per scaglioni di potenza **cui detrarre il prezzo dell'energia elettrica, con la previsione di adeguati FLOOR** intesi come sommatoria dei ricavi della vendita di energia elettrica e incentivo (tali valori saranno aggiornati annualmente, a cura dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, sulla base del tasso di inflazione registrato nell'anno precedente)

Qualsiasi tipo di tariffa (ed eventuale floor) infatti dovrà includere un meccanismo di adeguamento automatico che recuperi l'inflazione e avere durata di almeno 20 anni (eventuale opzione proporre mantenimento di 15 anni con adeguata rimodulazione dei valori indicati).

Valori del price cap:

<b>ON SHORE DURATA 20 ANNI</b>		
<b>KW (DA-A)</b>		<b>€/MWh</b>
0	20	295
21	60	275
61	200	250
201	25.000	155
25.001	50.000	150
<b>OFF SHORE DURATA 25 ANNI</b>		
Tutte le taglie		194

## **10. AGGIORNAMENTO DELL'INCENTIVO – CALENDARIO DI APPLICAZIONE (lettera "F", comma 5, art 24)**

Il Dlgs 28/2011 prevede eventuali aggiornamenti periodici del livello di incentivo da applicarsi agli impianti che entrano in esercizio decorso 1 anno dalla data di aggiornamento dell' incentivo.

Si ritiene congruo e necessario, quanto segue:

- Gli incentivi aggiornati devono applicarsi agli impianti entrati in funzione decorsi 2 anni, dall'aggiornamento degli incentivi. Sarà necessario effettuare tale modifica mediante un atto avente forza di legge.

Poiché la costruzione di un impianto dura mediamente 18-24 mesi, il periodo di due anni indicato, è necessario per evitare che gli impianti la cui costruzione era cominciata vigente il precedente incentivo, si ritrovino assoggettati, una volta in esercizio, al nuovo incentivo aggiornato.

## **11 ICI E ROYALTIES AI COMUNI**

Le società si trovano sovente a fronteggiare un duplice pagamento al Comune in cui l'impianto risiede: l'ICI e royalties sul fatturato.

Si noti, per altro, come le royalties suindicate (comprese in genere tra il 1,5% e il 5.0% del fatturato annuo) non siano previste da alcuna norma nazionale, ma scaturiscano da una prassi, cui le imprese non riescono a sottrarsi.

Le Linee Guida per l'Autorizzazione degli Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili (Decreto Ministero Sviluppo Economico, 10.09.2010) disciplinano le compensazioni ambientali fissandone il limite al 3% del fatturato e sottoponendone la valutazione all' approvazione della conferenza dei servizi.

Tale normativa non si applica per gli impianti funzionanti alla data di emissione del Decreto suindicato. Occorre, per questi, valutare come possa essere trovato un accordo con ANCI o come introdurre una modifica alla legge nazionale che ha istituito l' ICI.

Si ritiene congruo e necessario, quanto segue:

- escludere l'applicabilità dell'ICI agli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile
- in alternativa, concordare con l'ANCI l'applicazione dello scaglione minimo agli impianti da fonte rinnovabile

*Naturalmente alcuni correttivi si applicherebbero a tutti gli impianti eolici, anche quelli soggetti alle Linee Guida suindicate.*

Roma, 2.8.2011