

Rapporto Rinnovabili 2010-2011

Situazione e prospettive delle fonti rinnovabili in Italia



Indice

	Lettera aperta del Presidente	4
--	--------------------------------------	---

1	La Direttiva 2009/28/CE e il suo recepimento	6
----------	---	---

1.1	La Direttiva 2009/28/CE	7
-----	-------------------------	---

1.2	Il Piano d'Azione Nazionale per le fonti rinnovabili e la posizione di APER	7
-----	---	---

1.3	La proposta di APER per il recepimento della Direttiva 2009/28/CE	9
-----	---	---

1.4	Il recepimento della Direttiva 2009/28/CE e la lettura commentata di APER	9
-----	---	---

2	Le linee Guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (D.M. 10 Settembre 2010)	14
----------	--	----

2.1	L'analisi condotta da APER	15
-----	----------------------------	----

2.2	La disciplina transitoria	19
-----	---------------------------	----

2.3	I recepimenti regionali delle Linee Guida Nazionali	19
-----	---	----

3	Gli strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili	22
----------	---	----

3.1	I certificati verdi	23
-----	---------------------	----

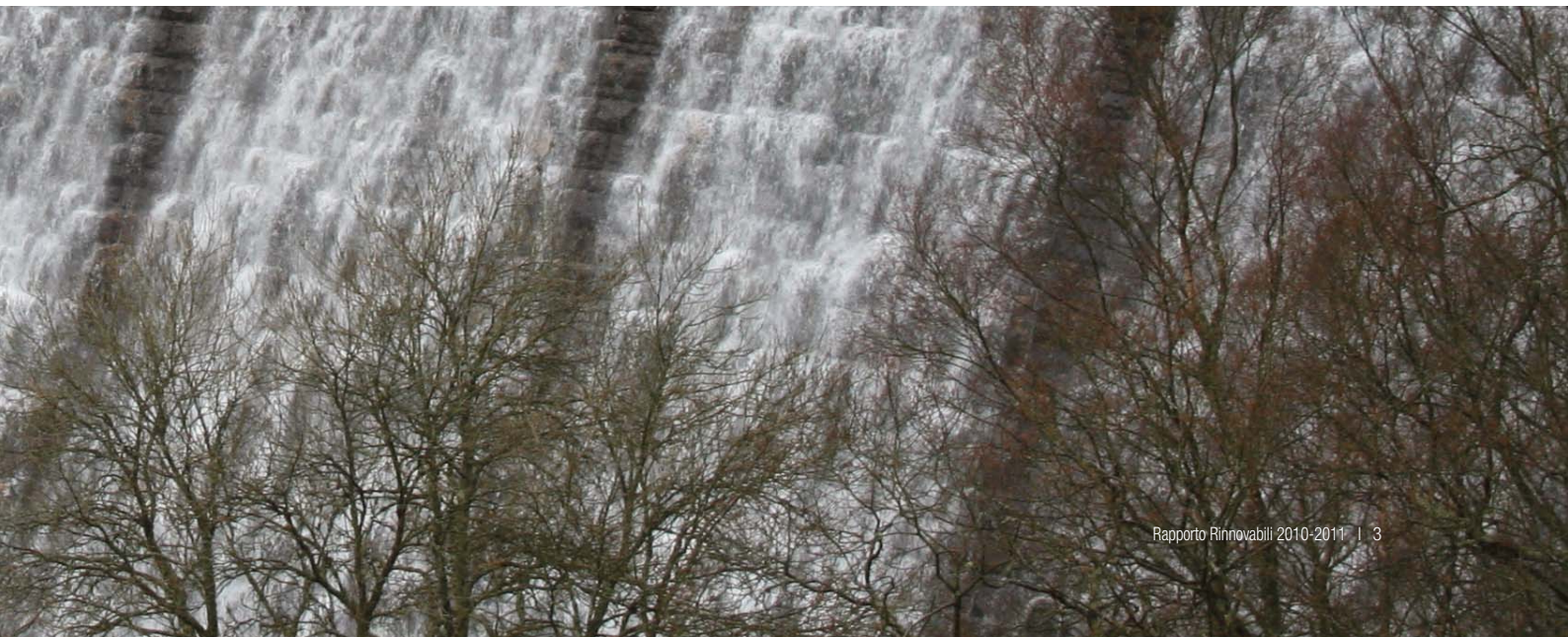
3.2	L'andamento del prezzo e le prospettive di mercato	25
-----	--	----

3.3	Conto energia fotovoltaico	27
-----	----------------------------	----

3.4	CIP 6/92	27
3.5	Tariffa Onnicomprensiva	27
4	Lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia: le bioenergie	30
4.1	Lo sviluppo della bioenergia in Italia	31
4.2	La diffusione della produzione di bioenergia in Italia	32
4.3	Criticità, problemi irrisolti e prospettive future	33
5	Lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia: l'eolico	36
5.1	Le dinamiche del mercato italiano nel 2010	37
5.2	Rete e vento: Lo sviluppo della rete elettrica italiana per la connessione e l'integrazione della fonte eolica	40
5.3	Eolico: corretta informazione e consenso sociale	41
5.4	Le dieci cose da sapere	44
6	Lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia: il fotovoltaico	46
6.1	I risultati del conto energia	47
6.2	Il IV conto energia	49
6.3	Iscrizione al registro per i grandi impianti	52
6.4	Un nuovo mondo per il fotovoltaico italiano	53

6.5	Prospettive	54
7	Lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia: l'idroelettrico	56
7.1	Stato dell'arte	57
7.2	Il futuro del settore	60
7.3	Le principali problematiche legate al settore	61
7.4	I progetti europei	64
8	Lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia: il solare termodinamico	66
8.1	La tecnologia solare termodinamica	67
8.2	Prospettive dei sistemi parabolici lineari e a torre	67
8.3	Il solare termodinamico in Italia	69
8.4	Il sistema incentivante	69
8.5	Un incentivo Archimede-centrico	70
8.6	La proposta di APER	70

Il presente rapporto è redatto dal Centro Studi APER - REEF
Direttore Scientifico: Marco Pezzaglia



Lettera aperta del Presidente

Il referendum di giugno 2011 ha sancito il definitivo NO alla riapertura dell'opzione nucleare nel nostro Paese. Ci auguriamo quindi che non vengano più adottate ulteriori scuse rispetto alla necessità di definire, una volta per tutte, chiare politiche energetiche per il prossimo decennio, in maniera da incrementare sensibilmente e progressivamente la percentuale di ricorso all'energia da fonte rinnovabile nel mix di generazione nazionale.

In particolare, la precedente ipotesi di ripartizione del mix energetico elettrico prevedeva, per l'anno 2020, in coerenza con il raggiungimento degli obiettivi europei del pacchetto Clima Energia - meglio conosciuto come 20-20-20 - un consumo elettrico lordo totale di 375 TWh (tenendo conto degli scenari di efficienza energetica coerenti con la direttiva 2009/28/CE), così ripartito: fonti fossili 187 TWh (50%), fonti rinnovabili 98 TWh (26%) e fonte nucleare 90 TWh (24%).

A seguito dell'esito del referendum la quota riservata al nucleare dovrà essere prodotta dalle altre fonti: a tal fine auspichiamo che 52 TWh vengano prodotti dalle rinnovabili, che così contribuirebbero al mix elettrico annuo per 150 TWh (pari al 40%) e i restanti 38 TWh provengono dalle fonti fossili (possibilmente termoelettrico "ambientalizzato") che contribuirebbero così per 225 TWh (pari al 60%).

Nel 2010, il fabbisogno lordo di energia elettrica (pari a 326 TWh) è stato soddisfatto attraverso la produzione di energia da fonte rinnovabile per soli 75 TWh circa, dei quali oltre 40 TWh provenienti dal cosiddetto "idroelettrico storico" non più facilmente espandibile. Riuscire quindi nel 2020 a produrre 150 TWh di energia elettrica da fonte rinnovabile, rappresenta una sfida molto ambiziosa per il nostro Paese (in pratica si tratta di passare da 35 TWh di "rinnovabili recenti" a 110 TWh in soli 10 anni) e un'incredibile opportunità di sviluppo, occupa-

zione, ricerca e indipendenza energetica.

Questi obiettivi implicano altresì un lavoro organico e interdisciplinare per valorizzare tutta la filiera italiana delle energie rinnovabili, costruendo una strategia di sostegno capace di integrare le singole componenti per raggiungere la massima efficienza di costo/kWh prodotto (incluso non solo i costi diretti di produzione ma anche tutti gli extra-oneri sanitari, sociali ed ambientali tipici delle fonti fossili).

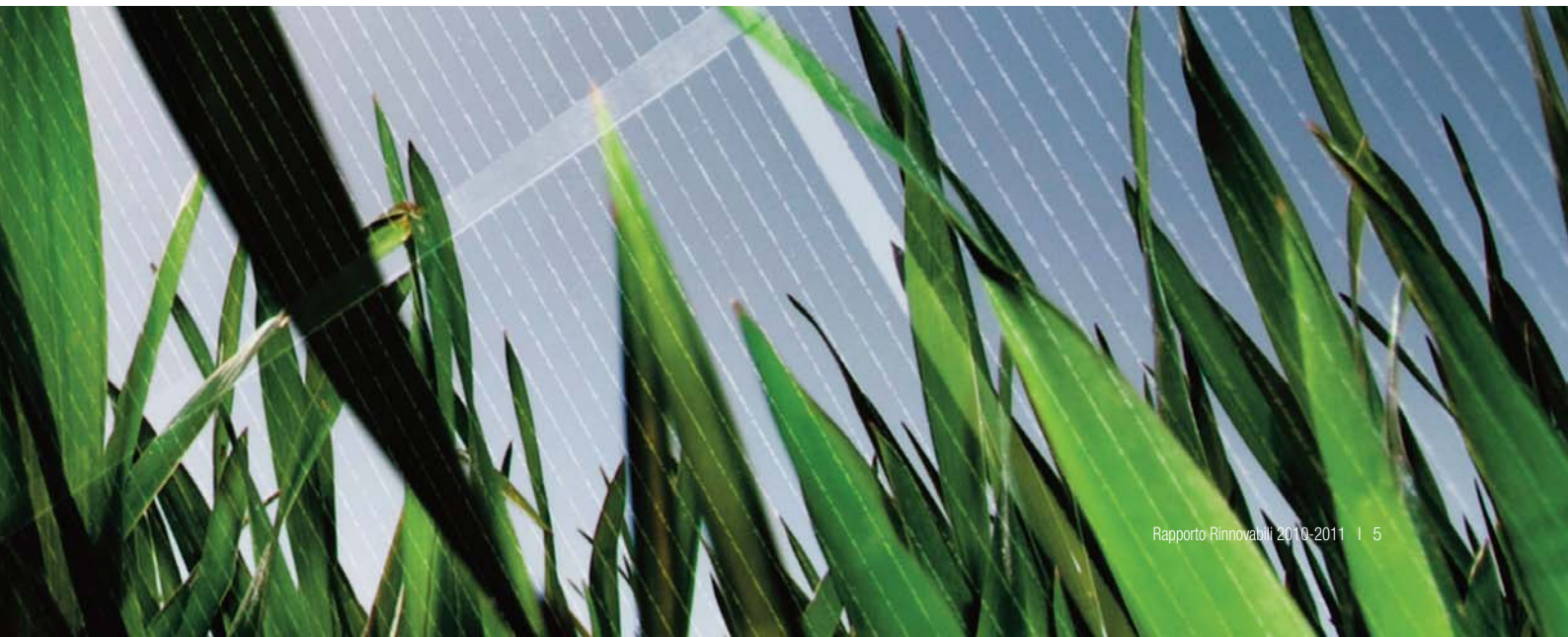
Definiti gli obiettivi quantitativi a livello nazionale, bisognerebbe, finalmente, procedere alla loro ripartizione a livello regionale (il cosiddetto *burden sharing*), in modo da co-responsabilizzare in maniera virtuosa le Regioni e gli Enti Locali anche con il ricorso a meccanismi di premio/penalità.

Il *burden sharing* è indispensabile per pianificare ed intensificare gli investimenti nello sviluppo delle reti elettriche, ivi incluse le cosiddette reti intelligenti (*smart grid*) al fine di meglio accogliere e dispacciare l'energia elettrica rinnovabile prodotta in modo distribuito e a volte non programmabile. Lo sviluppo di sistemi di accumulo (batterie e impianti di pompaggio idroelettrico) ottimizzerebbe inoltre l'efficienza complessiva del sistema.

È infine auspicabile una coerente revisione dei sistemi di sostegno delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nell'ambito dell'attuazione del dlgs 28/2011 di recepimento della direttiva 2009/28/CE.

APER è quindi da subito pronta e disponibile a partecipare ai tavoli di concertazione che il Governo vorrà organizzare con gli enti territoriali, le istituzioni finanziarie e le associazioni di categoria, per la definizione della strategia energetica nazionale e delle sue modalità di implementazione.

*Il PRESIDENTE APER
Agostino Re Rebaudengo*



01

La Direttiva 2009/28/CE e il suo recepimento



1.1 La Direttiva 2009/28/CE

Nell'Aprile 2009 il Parlamento e il Consiglio Europeo hanno approvato la direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso di energia prodotta da fonti rinnovabili, uno dei tre pilastri (assieme alle direttive sulla riduzione di emissioni di CO₂ e di incremento dell'efficienza energetica) della nuova fase di politica energetica e ambientale dell'Unione Europea.

La direttiva, come ben noto, introduce un obiettivo vincolante di penetrazione delle rinnovabili sui consumi di energia primaria dell'Unione pari al 20%, da raggiungersi gradualmente ma tassativamente entro l'anno 2020. Tale obiettivo viene declinato a livello di Stati Membri, attribuendo così all'Italia un target nazionale del 17% di produzione di rinnovabili sui consumi di energia primaria entro il 2020, a cui si accompagna in subordine un obbligo di raggiungimento di uno share del 10% di uso di biocarburanti sul totale dei consumi imputabili al settore trasporti.

Due sono gli obblighi principali di carattere procedurale che vengono imposti agli Stati Membri: la redazione di un Piano di Azione Nazionale, contenente la traiettoria di sviluppo della produzione da fonti rinnovabili, nonché il dettaglio delle misure con cui ciascuno Stato intende raggiungere gli obiettivi attribuitigli (da inviarsi alla Commissione Europea entro il 30 giugno 2010) e, come ovvio, il recepimento della direttiva nell'ordinamento nazionale (da effettuarsi entro il 5 dicembre 2010).

1.2 Il piano di azione nazionale per le fonti rinnovabili e la posizione di APER

Il PAN - elaborato secondo le specifiche di Bruxelles - costituisce nel suo complesso una fotografia molto ricca delle politiche in materia di fonti rinnovabili e delle misure già esistenti o previste, fornendo una descrizione completa ed accurata di quanto fatto in passato per i comparti della produzione elettrica, del riscaldamento/raffrescamento e dei trasporti. Il PAN ha rappresentato un punto di partenza importante su cui far convergere le aspettative e le richieste dei vari operatori al fine di individuare le azioni più opportune per supportare una crescita dello

sfruttamento delle fonti rinnovabili in linea con gli obiettivi comunitari, ma soprattutto con le potenzialità di un settore che avrà un ruolo sempre più centrale a livello globale, e su cui è fondamentale che l'industria nazionale giochi un ruolo di primo piano.

Fermo restando l'apprezzamento per l'impostazione generale del documento posto inizialmente in consultazione, APER ha fornito una serie di suggerimenti e ha sottolineato alcune lacune del documento, sostanzialmente connesse con la sua natura compilativa e poco critica, che impediva di mettere in luce a pieno i malfunzionamenti, le carenze o il mancato rispetto dei sistemi descritti, che purtroppo, ad oggi, costituiscono ancora la prassi consolidata con cui gli operatori sono costretti a confrontarsi.

Entro il 2020 in base al PAN previsto dalla direttiva 2009/28/CE l'Italia dovrà produrre da fonti rinnovabili, solo di energia elettrica, più di 98 miliardi di kWh/anno, quando nel 2005 ne era stata prodotta un quantitativo pari a 56 miliardi di kWh. Sempre secondo il PAN, al 2020, occorrerà triplicare la produzione di energia termica (caldo/freddo) e moltiplicare per 7 la produzione di biocarburanti. Inoltre, sempre al 2020, sarà necessario contenere i consumi di energia primaria ai livelli attuali (131 Milioni di Tep).

È una sfida ambiziosa, per la quale occorre una risposta organica, interdisciplinare e di sistema in grado di valorizzare tutta la filiera italiana delle energie rinnovabili costruendo un sistema di sostegno capace di integrare le singole componenti verso un unico obiettivo al minimo costo per il sistema.

Nei suoi commenti, APER ha fermamente rappresentato la necessità di rimuovere realmente gli ostacoli, primi fra tutti quelli di tipo burocratico/autorizzativo e relativi allo sviluppo della rete elettrica, che impediscono la certezza e la stabilità delle prospettive di investimento nel settore. Da questo punto di vista, l'approvazione delle linee guida nazionali per l'autorizzazione unica degli impianti a fonti rinnovabili in attuazione dell' art. 12 del D. Lgs 387/03 ha rappresentato un passaggio molto rilevante.

APER ha rappresentato poi come, per una piena attuazione delle politiche nazionali a sostegno dello sfruttamento delle fonti rinnovabili, occorra pervenire urgentemente alla ripartizione a livello regionale degli

obiettivi nazionali del PAN (il cosiddetto *burden sharing*), in modo da co-responsabilizzare in maniera virtuosa e sostanziale le regioni e gli enti locali nel raggiungimento dei medesimi obiettivi, anche col ricorso a meccanismi di scambio delle quote.

APER ha rappresentato la necessità di intensificazione degli investimenti nella pianificazione e nello sviluppo delle reti elettriche, sia di alta/altissima che di media tensione, ivi incluse le cosiddette reti di distribuzione intelligenti (*smart grid*) per rendere accoglibile dal sistema di dispacciamento la generazione elettrica distribuita e spesso non programmabile.

In sintesi, APER ha auspicato l'instaurazione di un rapporto virtuoso di riforma organica dei sistemi di sostegno delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nell'ambito del decreto di recepimento della direttiva 2009/28/CE.

Al contempo APER ha messo in guardia il legislatore rispetto all'adozione di provvedimenti in completa contraddizione con gli obiettivi sopra ricordati, come gli articoli 45 e 15 della Manovra Straordinaria (DL 78/10) con l'abolizione del ritiro eccedentario dei certificati verdi da parte del GSE, comportando uno squilibrio totale del principale strumento di mercato a sostegno delle rinnovabili elettriche, e con il pratico raddoppio del canone idroelettrico. Detti provvedimenti, elaborati a valle di numerose campagne a sfavore delle fonti rinnovabili hanno contribuito alla creazione di un clima di ostilità e di instabilità del settore che non si concilia con le necessità di un'industria in fase di formazione né, tantomeno, con le dichiarazioni di intenti a favore dello sviluppo delle fonti rinnovabili.

Data la rilevanza strategica del documento, sebbene non espressamente previsto dalla direttiva 2009/28/CE, APER ha avanzato la proposta di complementare il PAN con un'analisi di impatto economico/sociale volta a stabilire le condizioni affinché il sistema energetico nazionale possa raggiungere gli obiettivi fissati dalla medesima direttiva perseguendo la duplice finalità dell'accettabilità industriale e dell'accettabilità sociale delle azioni che saranno intraprese al fine del raggiungimento dei predetti obiettivi.

A tal fine, APER ha indicato un possibile percorso basato sull'analisi della situazione attuale di sviluppo del sistema di sfruttamento delle fonti rinnovabili e del suo impatto sui consumatori per arrivare al raggiungimento degli obiettivi fissati per il 2020 secondo una traiettoria di sviluppo che tenga conto delle possibilità di efficientamento dell'industria delle fonti rinnovabili e di una evoluzione controllata dei costi di sistema.

Più precisamente, APER ritiene che l'accettabilità dal punto di vista industriale riguardi il settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e passi da azioni di efficientamento del sistema di produzione elettrica da fonti rinnovabili tese alla riduzione dei costi di produzione, mentre l'accettabilità sociale riguardi i consumatori finali e passi dal contenimento del costo sostenuto per la promozione dello sfruttamento delle fonti rinnovabili fino all'anno 2020 confrontato, in termini reali, con il costo sostenuto dai consumatori finali per il sostegno di tutte le produzioni elettriche incentivate nel 2009 (incluso quindi l'onere del meccanismo CIP6 anche per le fonti assimilate) che rappresenta la disponibilità di risorse economiche posta in capo ai medesimi consumatori finali.

Il predetto efficientamento abbraccia tutte le componenti della filiera dello sviluppo delle fonti rinnovabili tra cui risultano incluse, tra l'altro, oltre ad una riduzione dei costi di produzione, una razionalizzazione delle procedure autorizzative, una razionalizzazione del quadro normativo sottostante alla promozione delle fonti rinnovabili per il quale si auspica l'elaborazione di un testo unico con criteri trasparenti e stabili nel tempo e un'efficace azione di formazione, di informazione e disseminazione.

Infine, APER ha evidenziato che tra le diverse variabili che possono essere oggetto di manovra per il raggiungimento degli obiettivi del PAN, la produzione di energia elettrica ha dimostrato un ottimo grado di reazione alle politiche di promozione dello sviluppo delle fonti rinnovabili rilevando che gli incrementi attesi di produzione energetica non elettrica da fonti rinnovabili sono di dimensioni ragguardevoli (soprattutto se confrontati con quelli attesi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili) e riguardano forme di produzione fortemente diffuse sul territorio per il cui sviluppo reale potrebbe essere necessario un forte cambiamento dei modelli di consumo e dei modelli di distribuzione della materia prima (si pensi solo alla conversione a biomasse dei sistemi di riscaldamento alimentari a gas naturale). Inoltre, per quanto riguarda la traiettoria di sviluppo per i settori diversi dalla produzione di energia elettrica.

APER ha rilevato l'opportunità di promuovere lo stesso approccio seguito per l'analisi dello sviluppo della componente elettrica circa la ricerca dell'accettabilità industriale e sociale, rilevando l'assoluta necessità che anche per i settori diversi da quello elettrico sia costituito al più presto un sistema di contabilità energetica ed economica che consenta di dotare il sistema della necessaria conoscenza delle variabili per il controllo dell'evoluzione dei predetti settori.

1.3 La proposta di APER per il recepimento della Direttiva 2009/28/CE

Il recepimento della direttiva e la definizione delle misure necessarie per il raggiungimento degli obiettivi ha offerto l'occasione per rivedere i meccanismi di sostegno alle fonti rinnovabili, in maniera tale da consentire il raggiungimento degli obiettivi massimizzando lo sviluppo del Sistema-Paese. La proposta di APER è partita dal considerare che il meccanismo dei certificati verdi ha evidenziato nell'ultimo biennio una serie di vulnerabilità, mostrandosi in definitiva inadeguato al perseguimento degli obiettivi sopra riportati: alle problematiche strutturali del meccanismo (eccessiva volatilità di prezzo, alti costi di transazione, elevato livello di rendite indebite, assenza di stimolo alla creazione di una filiera industriale) si è aggiunto col tempo un ingestibile livello di incertezza connesso al continuo cambiamento delle regole del gioco (come già messo in evidenza dalla vicenda dell'articolo 45 della Manovra Finanziaria estiva), che è divenuto così un insormontabile ostacolo allo sviluppo e alla finanziabilità dei progetti.

Per tali ragioni, APER ha elaborato nel corso del 2010 una proposta per un regime di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili alternativo ai certificati verdi, vale a dire il sistema di incentivazione a tariffa fissa onnicomprensiva.

Tale meccanismo prevede il rilascio per 15 anni di un feed-in premium per ciascun kWh di elettricità prodotta da fonti rinnovabili, differenziato in base alla fonte e alle tecnologie (mediante un coefficiente moltiplicativo Kf) e alla dimensione dell'impianto (coefficiente Kd).

Ad essi andrebbero ad aggiungersi bonus specifici per iniziative e progetti di generazione di energia rinnovabile in grado di produrre un maggior livello di indotto, quali quelle connesse a interventi di riqualificazione energetica, di integrazione ambientale e architettonica, di carattere tecnologico e innovativo.

All'interno della proposta, la coerenza del livello di incentivazione con l'andamento dei costi delle tecnologie viene garantita dalla possibilità di un aggiornamento triennale dei coefficienti; inoltre, un'ulteriore minimizzazione dei costi sull'utenza finale deriverebbe dalla previsione di un'automatica riduzione del 2% annuo del livello base di incentivazione (sul quale poi vengono applicati i coefficienti Kf e Kd).

L'idea del passaggio da un sistema basato sui certificati

verdi a uno prevalentemente basato sul *feed-in premium* garantisce non solo maggiore affidabilità agli investitori e agli istituti di credito sui livelli di prezzo, sulle procedure e sulle regole, ma riduce in maniera sostanziale anche i costi legati alle inefficienze (costi di transazione, arbitraggi, rendite di posizione, ulteriori meccanismi di sostegno del prezzo) del mercato dei certificati verdi: in particolare, si è stimato che in uno scenario di raggiungimento degli obiettivi al 2020 con il nuovo *feed-in premium*, si otterrebbe una riduzione del 35% dei costi rispetto ad uno scenario *business-as-usual*.

1.4 Il recepimento della Direttiva 2009/28/CE e lettura commentata di APER

Sulla base della delega concessa al governo dal Parlamento con legge 96/2010, il 30 novembre 2010 il Consiglio dei Ministri ha licenziato uno schema di decreto legislativo avente ad oggetto il recepimento della direttiva 2009/28/CE, da sottoporre per il rilascio dei pareri obbligatori non vincolanti alla Conferenza Unificata e alle competenti Commissioni Parlamentari prima dell'apposizione di eventuale modifiche e integrazione e della definitiva approvazione da parte del Consiglio dei Ministri. Lo schema di decreto legislativo è stato pubblicato definitivamente in data 28 marzo 2011 (D. Lgs. 28/2011) mantenendo, di fatto, inalterato lo schema indicato nel provvedimento inizialmente sottoposto ai pareri istituzionali: si riporta nel seguito una breve sintesi del contenuto del testo finale.

Principali contenuti del D. Lgs. 28/2011 di recepimento della Direttiva 2009/28/CE

TITOLO I: FINALITÀ E OBIETTIVI

Il titolo I individua le finalità del decreto (definire strumenti, meccanismi, incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo totale di energia e nei trasporti) -**art.1**- e ribadisce l'entità degli obiettivi -**art.3**-. Il presente titolo contiene -**art.2**- altresì le definizioni applicabili al decreto, alcune delle quali corrispondono a quelle di cui alla direttiva 2003/54/CE.

TITOLO II: PROCEDURE AMMINISTRATIVE, REGOLAMENTAZIONI E CODICI

Capo I - Autorizzazioni e procedure amministrative

L'**articolo 4** contiene i principi generali della disciplina delle procedure amministrative per la costruzione ed esercizio degli impianti che producono energia da fonti

rinnovabili le quali hanno carattere di specialità, sono semplificate, accelerate, proporzionate e adeguate e tengono conto delle specifiche caratteristiche delle installazioni.

L'articolo chiarisce che la costruzione ed esercizio degli impianti è subordinata, alternativamente, ad autorizzazione unica (d'ora innanzi, AU), a procedura abilitativa semplificata (d'ora innanzi, PAS), o a comunicazione. E' quindi esclusa la possibilità di ricorrere ad altri titoli abilitativi (ad esempio, d.i.a., permesso di costruire, s.c.i.a.). La disposizione introduce una prima delega alle regioni e alle province autonome per definire i casi in cui la presentazione di più progetti debba considerarsi come progetto unitario.

Ciò allo scopo di scongiurare il frazionamento artificioso degli impianti a fini semplificatori non consentiti.

Viene infine delegato il Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente ad adottare un decreto per ulteriormente semplificare e accelerare le procedure per impianti FER installati in sostituzione di altri impianti anche non FER.

L'**articolo 5** rinvia all'articolo 12, D. Lgs. n. 387/2003 per la disciplina del procedimento di AU introducendo, però un diverso computo dei termini per la conclusione del procedimento, efficace per i procedimenti iniziati dopo l'entrata in vigore del decreto legislativo: fatta salva la procedura di screening, il termine per la conclusione del procedimento di AU non può essere superiore a 90 giorni al netto dei termini per la procedura di v.i.a.. L'articolo delega al Ministero per lo Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e sentita la Conferenza unificata l'individuazione di interventi di modifica sostanziale degli impianti da assoggettare a PAS, indicando quali devono essere considerati tali, sino all'adozione del decreto ministeriale.

L'**articolo 6** disciplina la PAS e la comunicazione.

La PAS si applica, anzitutto, agli impianti contemplati agli articoli 11 e 12 delle linee guida nazionali (D.M. 10 settembre 2010) e può essere utilizzata da chi la proprietà o la disponibilità dei beni immobili (strutture edilizie e aree) destinati a ospitare non solo l'impianto ma anche le opere connesse.

Decorsi 30 giorni dal deposito presso il Comune di una dichiarazione cui è allegato il progetto, l'attestazione di conformità rispetto alla strumentazione urbanistica e del rispetto delle norme igienico sanitarie, nonché del preventivo per la connessione, possono essere iniziati i lavori. Nello stesso termine, tuttavia, il Comune può ordinare di non effettuare i lavori se riscontra la mancanza di uno dei requisiti previsti.

La realizzazione dell'impianto deve essere completata entro tre anni e la parte eventualmente non ultimata è soggetta a nuova PAS.

L'articolo conferisce alle Regioni e alle Province autonome il potere di estendere l'ambito di applicazione della PAS agli impianti di potenza sino a 1 MW.

Viene infine dettata una disciplina transitoria che prevede l'applicabilità della previgente disciplina ai procedimenti pendenti alla data di entrata in vigore del decreto, fatta salva, tuttavia, la facoltà per il proponente di avvalersi del procedimento di PAS.

L'articolo, infine, rinvia agli articoli 11 e 12 delle linee guida nazionali per la disciplina dell'attività libera soggetta a mera comunicazione, conferendo altresì alle Regioni e alle Province autonome il potere di estendere il regime della comunicazione agli impianti di potenza sino a 50 kW, nonché agli impianti fotovoltaici integrati di qualsiasi potenza.

Capo II - Regolamentazione tecnica

L'**articolo 10** limita l'installazione di impianti fotovoltaici in aree agricole.

Dalla data di entrata in vigore del decreto, per gli impianti fotovoltaici a terra in aree agricole, l'accesso agli incentivi è limitato ad una potenza non superiore a 1 MW; nel caso di terreni appartenenti al medesimo proprietario, gli impianti dovranno essere collocati ad una distanza non inferiore a 2 Km. In aggiunta, viene fissata al 10% la superficie massima del terreno agricolo utilizzabile per l'installazione degli impianti.

Tutte queste limitazioni non si applicano ai terreni abbandonati da almeno cinque anni e agli impianti che hanno conseguito il titolo abilitativo entro la data di entrata in vigore del decreto o per i quali sia stata presentata richiesta per il conseguimento del titolo entro il 1° gennaio 2011, a condizione in ogni caso che l'impianto entri in esercizio entro un anno dalla data di entrata in vigore del decreto.

TITOLO V: REGIMI DI SOSTEGNO

Capo II - Regimi di sostegno per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

L'**articolo 24** disciplina le modalità di incentivazione per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili che entrano in esercizio, anche a seguito di rifacimento totale o parziale e ripotenziamento, dopo il 31 dicembre 2012. Dopo aver indicato una serie di criteri generali cui i nuovi meccanismi si dovranno attenere (equa remunerazione degli investimenti, durata degli incentivi pari alla vita media utile degli impianti, principio di non retroattività degli incentivi), si procede a suddividere i nuovi impianti in due macrocategorie, a seconda degli incentivi cui

avranno diritto:

1. Impianti di potenza sino a una soglia da definire, ma comunque non inferiore ai 5 MW, che avranno accesso a un sistema di incentivi amministrati (comma 3).
2. Impianti di potenza superiore a una soglia da definire, ma comunque superiore ai 5 MW, che avranno accesso a un sistema di incentivi ad aste (comma 4).

Riguardo alla prima categoria (comma 3), nel testo del decreto non si specifica esplicitamente se, nell'indicare un sistema di incentivazione amministrata, ci si riferisca a sistemi di tariffe onnicomprensive (feed-in tariff) o di premi sulla produzione (feed-in premium, sul modello già esistente con il fotovoltaico).

Lasciando la precisa determinazione del livello e della durata delle tariffe in oggetto al Decreto del Ministro dello sviluppo economico che dovrà essere pubblicato entro sei mesi dall'entrata in vigore del presente decreto legislativo, si specifica comunque che l'incentivo sarà differenziato a seconda della fonte e della taglia dell'impianto incentivato, prevedendo plausibilmente tariffe distinte per fonte e scaglione di potenza. Nel Decreto Ministeriale verranno anche specificate le modalità di aggiornamento dei valori sovra-riportati: in ogni caso la prima modifica non potrà comunque avvenire prima di due anni rispetto all'approvazione del Decreto Ministeriale e successivamente ogni tre anni, con le modifiche che avranno effetto esclusivamente per gli impianti entrati in esercizio decorso un anno dalla pubblicazione dei nuovi valori.

Per quanto riguarda invece gli impianti di cui al comma 4, si specifica che avranno accesso a un sistema di incentivi ad asta.

Tuttavia il testo del decreto specifica al proposito solo pochi aspetti. Sembra in particolare intendersi che:

- oggetto dell'asta è l'assegnazione del livello di incentivazione cui accede l'impianto incentivato per la sua intera vita utile;
- in ciascuna asta viene determinato un contingente di potenza incentivabile, differenziato per fonte;
- si tratta di aste al ribasso a partire da un valore che, per ciascuna fonte, verrà determinato dal successivo Decreto Ministeriale;
- verrà previsto un valore floor (prezzo minimo) all'interno delle aste.

Al contrario, non si specifica:

- con che frequenza avranno luogo dette aste;
- chi avrà diritto a partecipare alle aste (tutti i progetti? I progetti autorizzati? I progetti qualificati IAFR?);

- se si tratti di aste discriminatorie;
- se gli impianti che non rientreranno nel contingente incentivato avranno accesso al floor ovvero non percepiranno alcun incentivo.

Tali aspetti dovranno essere specificati all'interno del Decreto Ministeriale; inoltre, all'interno del D.M., verranno anche specificate le modalità di aggiornamento del valore base d'asta previsto per ciascuna fonte, con modalità analoghe rispetto a quelle riportate precedentemente per l'incentivo amministrato.

Viene inoltre disciplinata la modalità di incentivazione, per contingenti di potenza, per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012 a seguito di rifacimento totale e parziale, prevedendo che tali fattispecie di impianti percepiranno un incentivo pari al 50% (nel caso di rifacimento totale) e al 25% (nel caso di rifacimento parziale) dell'incentivo corrisposto ai corrispondenti impianti di nuova realizzazione; nel caso di impianti a biomasse, tali coefficienti sono elevati rispettivamente al 90% e all'80% del valore dell'incentivo per impianti di nuova realizzazione. In ogni caso, sarà possibile accedere all'incentivo per i rifacimenti solo in caso superamento dei due terzi della vita utile dell'impianto. Come si evince da quanto precedentemente riportato, sono numerosi gli aspetti la cui disciplina è demandata a un Decreto Ministeriale da emanarsi entro 6 mesi dall'entrata in vigore del Decreto Legislativo in parola. In particolare, al suo interno si dovrà stabilire:

- la soglia oltre la quale si dovrà accedere agli incentivi ad asta, assunto comunque che tale soglia dovrà essere non inferiore ai 5 MW;
- la tipologia (feed-in premium o feed-in tariff), la categoria di potenza e i valori degli incentivi di tipo amministrato;
- gli aspetti puntuali di funzionamento dell'incentivazione ad asta;
- le modalità di aggiornamento dei valori degli incentivi;
- le modalità di transizione dal vecchio al nuovo sistema di incentivazione per impianti che attualmente godono di certificati verdi (vedi paragrafo successivo);
- eventuali premi aggiuntivi per impianti che hanno effettuato interventi al fine di rendere maggiormente prevedibile la loro produzione (solo a partire dal 2018).

L'articolo 25 disciplina invece i regimi di incentivazione di competenza degli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012, riferendosi pertanto anche agli impianti attualmente già in esercizio.

Tali impianti continuano ad accedere agli esistenti meccanismi di incentivazione.

Pertanto gli impianti di potenza inferiore a 1 MW (200 kW per l'eolico) continuano ad accedere ai meccanismi di Tariffa Onnicomprensiva ai sensi della legge 244/07, per una durata complessiva confermata in 15 anni. Oltre alla durata, viene confermato che il livello delle tariffe rimane costante per l'intero periodo di incentivazione e fissato ai livelli attualmente vigenti per ciascuna fonte (tabella 2 allegata alle legge 244/07 modificata dalla L. 99/09).

Gli impianti di potenza superiore a 1 MW continuano invece ad accedere al sistema dei certificati verdi, al quale viene però apportata una serie di modifiche.

In primo luogo, in relazione ai soggetti ad obbligo, viene eliminata l'esenzione dall'acquisto di CV per importazioni di energia elettrica prodotta da FER che non contribuisca al raggiungimento degli obiettivi nazionali al 2020; secondariamente, vengono modificate le quote d'obbligo sull'acquisto da CV a partire dall'anno 2013: stando al contenuto del comma 3, le nuove quote d'obbligo dovrebbero essere quelle di seguito riportate in tabella:

ANNO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA SOGGETTA ALL'OBBLIGO	QUOTA D'OBBLIGO
2010	6,05%
2011	6,80%
2012	7,55%
2013	5,00%
2014	2,50%
2015	0,00%

La diminuzione della quota d'obbligo a partire dal 2013 tuttavia non avrà gravi ripercussioni sul valore di mercato dei certificati verdi, in quanto viene introdotto un nuovo meccanismo di ritiro annuale dei CV da parte del GSE, che va a sostituirsi a quello attualmente vigente che cesserà di esistere al marzo 2011 (**art. 23 comma 5**). A partire dal 2012 (con riferimento alle produzioni 2011) e fino al 2016 (con riferimento alle produzioni 2015), il GSE provvederà infatti annualmente a ritirare i CV non venduti sul mercato a un prezzo amministrato, pari al 78% del prezzo di emissione dei CV da parte del GSE (180 €/MWh meno il prezzo medio di vendita dell'energia nell'anno precedente). A mero titolo esemplificativo, ipotizzando per l'anno 2011 un prezzo medio di vendita dell'energia elettrica pari a 70 €/MWh, i CV 2011 non ceduti sul mercato verranno ritirati nel 2012 (presumibilmente a marzo) al prezzo di 85,8 €/MWh (pari al 78% di 180-70).

Restano infine riconfermati ai livelli attualmente vigenti

i valori dei coefficienti moltiplicativi sui CV.

A partire dal 2016, con la quota d'obbligo che verrà azzerata, il residuo periodo di godimento all'incentivazione mediante CV è commutato nell'accesso al sistema di incentivi amministrati di cui al precedente paragrafo: come già sottolineato, le modalità di transizione verranno specificate con il Decreto Ministeriale di attuazione delle presenti disposizioni.

Al comma 9 per gli impianti fotovoltaici viene di fatto interrotta l'erogazione dell'incentivo del terzo conto energia (D.M. 6 agosto 2010) a far data dal 31 maggio 2011.

Al comma 10, fatti salvi gli impianti rientranti nelle previsioni dell'articolo 2-sexies del Decreto Legge 25 gennaio 2010, n. 3 (c.d. Salva Alcoa), per tutti gli altri impianti entranti in esercizio dopo il 31 maggio 2011 è prevista l'adozione di un nuovo decreto ministeriale entro il 30 aprile 2011 sulla base dei seguenti principi:

- determinazione di un limite annuale di potenza incentivabile;
- determinazione di nuove tariffe;
- previsione di tariffe incentivanti e di quote differenziate sulla base della natura dell'area di sedime.

L'**articolo 26**, pur ribadendo il principio di divieto di cumulabilità degli incentivi disciplinati dal presente titolo con altri incentivi pubblici, introduce una serie di eccezioni alla succitata regola: di particolare interesse appare soprattutto il comma 3, ove si chiarisce che gli strumenti di detassazione del reddito di impresa degli investimenti in macchinari (i.e. Tremonti-ter) sono cumulabili con i meccanismi di incentivazione tipici delle fonti rinnovabili.

TITOLO VII: SOSTENIBILITÀ DI BIOCARBURANTI E BIOLIQUIDI

L'**articolo 38** rimanda, per quanto concerne l'applicazione dei criteri di sostenibilità sui biocarburanti e i bioliquidi utilizzati per la produzione di energia elettrica, termica o per il raffrescamento, al provvedimento attuativo della direttiva 2009/30/CE del 23 aprile 2009, ad oggi non ancora presente.

L'assenza, a circa un anno dalla scadenza prevista, di disposizioni chiare sulla sostenibilità condiziona pesantemente gli sviluppi di un mercato come quello della produzione di energia da bioliquidi, che ha visto negli anni recenti l'avvio di numerosissime nuove installazioni, il cui futuro è però dipendente dall'applicazione delle nuove regole sulla sostenibilità.

Molti produttori di energia non sono infatti in grado di prevedere se l'olio generalmente utilizzato nei propri im-

pianti potrà rispondere ai requisiti della sostenibilità, se e come dovranno variare le proprie forniture, quali garanzie richiedere ai propri fornitori.

TITOLO VIII: MONITORAGGIO, CONTROLLO E RELAZIONE

Capo II: Controlli e sanzioni

I controlli e le sanzioni in materia di erogazione degli incentivi saranno oggetto di una apposita disciplina oggetto di un futuro decreto del Ministero dello Sviluppo Economico da adottare sulla scorta degli elementi forniti dal GSE (**articolo 42**).

Sino all'adozione di tale decreto, e per quanto attiene al riconoscimento delle tariffe incentivanti di cui all'articolo 2-sexies del D.L. 3/2010 (c.d. salva-alcoa), l'**articolo 43** dispone che qualora sia accertata la mancata conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010, il GSE rigetti

l'istanza di incentivo, disponga l'esclusione dagli incentivi degli impianti che utilizzano in altri siti le componenti dell'impianto non ammesso all'incentivazione. Non solo. Con lo stesso provvedimento il GSE esclude dall'incentivazione, e per un periodo di 10 anni, la persona fisica o giuridica che ha presentato richiesta, nonché il legale rappresentante, il soggetto responsabile dell'impianto, il direttore tecnico, i soci (per le S.n.c.), i soci accomandatari (per le S.a.s.) o gli amministratori con potere di rappresentanza.

L'**articolo 44**, poi, introduce sanzioni amministrative pecuniarie per chi realizza l'impianto in assenza o in difformità dal titolo abilitativo (AU, PAS) o dagli atti di assenso che accompagnano la PAS.

Esse si aggiungono al ripristino dello stato dei luoghi per l'ipotesi di assenza di titolo abilitativo, nonché all'obbligo di conformazione.

02

Le linee guida nazionali per l'autorizzazione
degli impianti alimentati da fonti rinnovabili
(D.M. 10 settembre 2010)



2.1 L'analisi condotta da APER

L'articolo 12 del D. Lgs. n. 387/2003 (attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla produzione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità), coerentemente con la disciplina europea di cui costituisce attuazione, individua, quale misura promozionale di diffusione delle fonti energetiche rinnovabili, un procedimento semplificato per l'autorizzazione (meglio nota accompagnata dall'aggettivo "unica") alla costruzione ed esercizio degli impianti che producono energia da tali fonti.

Il comma 10 prevedeva, poi, che in Conferenza unificata, su proposta del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e del Ministro per i Beni e le Attività Culturali, venissero approvate le linee guida per lo svolgimento del procedimento unico, anche al fine di "assicurare un corretto inserimento degli impianti, con specifico riguardo agli impianti eolici, nel paesaggio".

Le linee guida nazionali hanno finalmente visto la luce a settembre del 2010 (D.M. 10 settembre 2010, pubblicato in GU n. 219 del 18 settembre 2010). A ben guardare, forse, l'aver procrastinato così a lungo l'approvazione delle linee guida, ha consentito al Governo di porre rimedio a gran parte delle criticità che da sette anni affliggevano il procedimento di autorizzazione unica.

Le linee guida si compongono di una prima parte, rubricata "Disposizioni generali", di una seconda parte dedicata al "Regime giuridico delle autorizzazioni", di una parte terza che disciplina il "Procedimento unico", di una parte quarta che si occupa dell'"Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio", nonché di una parte quinta contenente le "Disposizioni transitorie e finali".

Il testo delle linee guida è corredato da una tabella che riepiloga le tipologie di regime semplificato previste per ciascun tipo di impianto, nonché da 4 allegati. L'allegato 1 contiene l'"Elenco indicativo degli atti di assenso che confluiscono nel procedimento unico"; l'allegato 2 stabilisce i "Criteri per l'eventuale fissazione di misure compensative"; l'allegato 3 sancisce i "Criteri per l'individuazione di aree non idonee"; l'allegato 4 è dedicato agli "Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio".

PARTE I - DISPOSIZIONI GENERALI

Le disposizioni generali richiamano, anzitutto, alcuni dei principi fondamentali che regolano l'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Tra i tanti meritano di essere ricordati: quello secondo cui la produzione di energia è attività libera a cui si accede in condizioni di uguaglianza e senza discriminazioni; quello secondo cui solo le Regioni e le Province Autonome possono porre divieti e limitazioni in atti di natura pianificatoria o programmatica per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili e solo secondo la procedura prevista per l'individuazione delle "aree non idonee" di cui all'articolo 17.

Ancora, viene ribadito il divieto di indire procedure pubblicistiche di natura concessoria (ferme restando quelle relative all'utilizzo delle acque pubbliche e dei fluidi geotermici) aventi a oggetto l'attività di produzione di energia, ricordando che tale attività non è riservata agli enti pubblici e non è soggetta a regime di privativa.

Le disposizioni generali individuano, poi, l'ambito di applicazione delle linee guida che è limitato agli impianti sulla terraferma e precisano in quali casi le infrastrutture di connessione alla rete elettrica debbano essere considerate come "opere connesse" e, quindi, sottoposte al regime di autorizzazione unica, ai sensi dell'articolo 12, D. Lgs. n. 387/2003.

Ancora, viene chiarito che il contributo di costruzione di cui all'articolo 17 del d.P.R. n. 380/2001 non è dovuto per gli interventi relativi alle fonti rinnovabili di energia.

Infine, alle Regioni è attribuito il potere di prevedere oneri istruttori a copertura delle spese procedurali che devono essere determinati secondo criteri di non discriminazione tra fonti energetiche, proporzionalità e ragionevolezza e che, in ogni caso, non debbono configurarsi come misure di compensazione.

PARTE II - REGIME GIURIDICO DELLE AUTORIZZAZIONI

La parte II individua gli interventi soggetti ad autorizzazione unica, a denuncia di inizio attività edilizia (DIA - oggi P.A.S.) e gli interventi oggetto di attività edilizia libera. In particolare, per quanto attiene alle procedure semplificate (DIA - oggi P.A.S. - e attività libera), sono stabiliti

alcuni principi generali tra cui si ricordano i seguenti: (i) il proponente è sempre libero di optare per l'autorizzazione unica anche nelle ipotesi in cui l'intervento ricada nell'ambito di applicazione delle procedure semplificate; (ii) qualora sia necessario acquisire concessioni di derivazione o atti di assenso di natura ambientale o paesaggistica questi sono acquisiti separatamente e allegati alla DIA (oggi P.A.S.), ovvero sono rilasciati dal Comune se competente; (iii) alle procedure semplificate si può accedere solo se nella disponibilità delle aree su cui realizzare l'intervento; (IV) sono soggetti a DIA (oggi P.A.S.), a certe condizioni, anche gli interventi di rifacimento di impianti fotovoltaici ed eolici.

Ai principi generali segue, poi, una dettagliata elencazione delle tipologie di intervento, raggruppate per fonte energetica, subordinate a DIA (oggi P.A.S.) o oggetto di attività edilizia libera.

PARTE III - PROCEDIMENTO UNICO

La parte III, dedicata alla disciplina del procedimento di autorizzazione unica, si apre con l'elencazione della documentazione da allegare alla domanda.

Si segnala che, anche nel caso in cui le aree oggetto degli interventi non ricadano nel campo di applicazione del D. Lgs. n. 42/2004, il proponente è comunque tenuto a effettuare una comunicazione alle competenti Sovrintendenze al fine di verificare l'eventuale sussistenza di procedure di tutela o della sussistenza di beni archeologici in corso alla data di presentazione della domanda. Viene, inoltre, sancito il principio secondo cui le Regioni e le Province eventualmente delegate non possono subordinare il rilascio dell'autorizzazione unica alla stipulazione di convenzioni onerose con i Comuni interessati dal progetto, ovvero al rilascio di atti di assenso o di gradimento da parte dei medesimi.

Il procedimento di autorizzazione unica si svolge in conferenza di servizi: a tal fine è richiamata la relativa disciplina dettata dagli articoli 14 e ss. della legge n. 241/1990.

Le disposizioni riepilogano le tipologie di interventi sottoposti agli endo procedimenti ambientali (v.i.a. e screening), coordinano tali endo procedimenti con quello di autorizzazione unica e indicano i rimedi per il ritardo nell'espressione dei pareri di compatibilità ambientale.

Tra le amministrazioni competenti a partecipare al procedimento si segnala la consistente presenza delle Sovrintendenze.

Viene ribadito il termine di 180 giorni (oggi a seguito del D. Lgs 28/2011, ridotto a 90 giorni, al netto delle

procedure ambientali) per la conclusione del procedimento di autorizzazione unica, ricordando la sussistenza di responsabilità (dolosa o colposa) per danno da ritardo nel rilascio del titolo autorizzatorio.

Sono, infine, richiamati gli effetti dell'autorizzazione unica, di cui all'articolo 12, D. Lgs. n. 387/2003 ed è precisato l'obbligo di aggiornamento e di periodico rinnovo cui sono eventualmente sottoposti gli atti di assenso confluiti nell'autorizzazione unica.

PARTE IV - INSERIMENTO DEGLI IMPIANTI NEL PAESAGGIO E SUL TERRITORIO

La parte IV si apre con un elenco di requisiti che costituiscono elementi di positiva valutazione dei progetti: dall'adesione a sistemi di gestione della qualità o di gestione ambientale, al coinvolgimento della popolazione locale, all'utilizzo di aree degradate, al riutilizzo del calore eventualmente prodotto.

Merita, poi, di essere segnalata la disciplina per l'individuazione delle "aree non idonee", da parte delle Regioni e delle Province autonome.

Tale individuazione è preceduta da un'istruttoria in cui tali enti territoriali effettuano una ricognizione delle disposizioni di tutela ambientale, paesaggistica, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari, della biodiversità che individuano obiettivi di protezione incompatibili con l'installazione di particolari tipologie di impianti.

Le aree non idonee sono, poi, concretamente individuate negli atti programmatici di cui Regioni e Province Autonome si dotano per definire le misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi di cui al "burden sharing"; obiettivi che, peraltro, devono essere ancora stabiliti, a livello nazionale. Nelle more, Regioni e Province Autonome possono procedere all'individuazione delle aree non idonee anche al di fuori di tali atti di programmazione.

PARTE V - DISPOSIZIONI TRANSITORIE E FINALI

Tra le disposizioni transitorie e finali merita essere ricordata quella che consente alle Regioni e le Province Autonome di individuare le più idonee forme di coordinamento tra il procedimento di autorizzazione unica e i procedimenti per il rilascio delle concessioni di derivazione di acque pubbliche e di sfruttamento delle risorse geotermiche (rinvio al paragrafo "La disciplina transitoria").

TABELLA 1

La tabella riepiloga le categorie di regime semplificato

previste per ciascuna tipologia di impianto, raggruppati per fonte energetica.

ALLEGATO 1 - Elenco indicativo degli atti di assenso che confluiscono nel procedimento unico

L'allegato 1 riporta un elenco (sebbene non esaustivo) degli atti di assenso che sono sostituiti dall'autorizzazione unica.

ALLEGATO 2 - Criteri per l'eventuale fissazione di misure compensative

L'allegato 2 enuncia i criteri per la fissazione (che definisce solo "eventuale") di misure compensative.

Tra di essi meritano di essere ricordati i seguenti: (i) l'autorizzazione unica non può essere subordinata o prevedere misure compensative a favore di Regioni o Province; (ii) le eventuali misure di compensazione sono individuate in ragione della concentrazione territoriale di attività, infrastrutture e impianti a elevato impatto territoriale; (iii) le misure di compensazione devono essere concrete e realistiche, ovverosia determinate in funzione delle specificità dell'impianto e del reale impatto dello stesso sul territorio; (iv) le misure di compensazione non possono avere natura meramente economica ma devono avere carattere ambientale o territoriale; (v) le misure compensative non possono essere determinate unilateralmente dai Comuni ma debbono essere fissate in sede di conferenza di servizi; (vi) nella definizione delle misure compensative si deve tener conto delle misure di mitigazione già previste per il singolo impianto, anche in sede di v.i.a.; (vii) per gli impianti eolici, l'esecuzione delle misure di mitigazione previste dall'allegato IV costituiscono azioni di parziale riequilibrio ambientale e territoriale; (viii) in ogni caso, il valore delle misure compensative non deve superare il 3% dei proventi (inclusi gli incentivi) derivanti dalla valorizzazione dell'energia prodotta annualmente dall'impianto.

Al mancato rispetto delle modalità con le quali eseguire le misure compensative, l'allegato fa conseguire la sanzione della decadenza dell'autorizzazione.

ALLEGATO 3 - Criteri per l'individuazione di aree non idonee

L'allegato antepone all'elenco dei criteri per l'individuazione di aree non idonee l'enunciazione dello scopo cui tale individuazione tende: non già rallentare il procedimento di autorizzazione unica, bensì offrire ai potenziali produttori un quadro certo e chiaro di riferimento per orientare le scelte localizzative degli impianti di produzione.

Tra i criteri, meritano di essere ricordati quelli secondo cui le aree non idonee: (i) devono essere individuate secondo criteri oggettivi di tutela dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio artistico - culturale; (ii) devono essere indicate tenendo conto delle specificità legate alla fonte energetica e alla dimensione degli impianti; (iii) non possono genericamente coincidere con le aree agricole, né possono interessare gran parte del territorio regionale o, aprioristicamente, aree vincolate dal punto di vista paesaggistico o ambientale, né possono tradursi nella fissazione di ampie fasce di rispetto attorno a queste ultime; (iv) possono coincidere con zone particolarmente sensibili o vulnerabili alle trasformazioni territoriali e/o del paesaggio e che si trovino all'interno di una serie di aree puntualmente elencate (si ricordano: i siti inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'UNESCO; le "zone all'interno di coni visuali la cui immagine è storicizzata e identifica i luoghi anche in termini di notorietà internazionale e attrattività turistica"; le aree, gli immobili e i beni dichiarati di notevole interesse culturale e pubblico; le aree limitrofe ai parchi archeologici; le aree naturali protette, le zone umide di importanza internazionale di cui alla convenzione di Ramsar, le aree della Rete Natura 2000 e le I.B.A.; le aree di produzione biologica, tradizionale, D.O.C., D.O.C.G., I.G.P., I.G.T.; le aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrate dai P.A.I.)

ALLEGATO 4 - Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio

L'allegato descrive i più rilevanti impatti prodotti dall'installazione ed esercizio degli impianti eolici (segnatamente, l'impatto visivo e sul patrimonio culturale e paesaggistico; l'impatto sulla flora, sulla fauna e sugli ecosistemi; l'impatto sul territorio; l'impatto acustico ed elettromagnetico), individua criteri di inserimento degli impianti nel territorio e misure di mitigazione degli impatti.

Appare importante sottolineare che, per espressa previsione, le disposizioni dell'allegato si applicano ai soli impianti eolici soggetti ad autorizzazione unica.

a) l'impatto visivo e sul patrimonio culturale e paesaggistico

Un corretto inserimento degli impianti eolici nel paesaggio dovrebbe iniziare con una buona progettazione che tenga conto dei contesti paesaggistici in cui inserire gli impianti. In questo senso, l'allegato indica la relazione paesaggistica di cui al d.P.C.M. 12.12.2005, da utilizzare come utile punto di riferimento indipendentemente dalla localizzazione dell'impianto in area vincolata.

La descrizione dell'inserimento degli impianti nel paesaggio, come minimo, dovrà prevedere:

- un'analisi dei livelli di tutela ricavabili dalla pianificazione paesaggistica, che indichi anche la presenza di eventuali beni culturali tutelati;
- un'analisi delle caratteristiche del paesaggio nelle sue diverse componenti naturali (ad esempio, presenza di aree boscate, parchi e riserve naturali, paesaggi agrari) e antropiche (ad esempio, presenza di insediamenti territoriali storici, percorsi panoramici, ambiti a forte valenza simbolica);
- un'analisi dell'evoluzione storica del territorio;
- un'analisi dell'intervisibilità dell'impianto nel paesaggio.

Vengono poi, suggerite alcune misure di mitigazione dell'impatto visivo. Il progetto, ove possibile, dovrà, ad esempio: assecondare le naturali geometrie del territorio; evitare di interrompere un'unità storica riconosciuta; prevedere la pavimentazione della viabilità di servizio con materiali drenanti naturali; tener conto dell'effetto cumulativo prodotto da altri impianti; utilizzare vernici antiriflettenti e soluzioni cromatiche neutre; privilegiare aree in cui sono già presenti infrastrutture produttive; evitare il c.d. "effetto selva"; rispettare distanze minime tra aerogeneratori (da 3 a 7 volte il diametro del rotore).

b) l'impatto sulla flora, sulla fauna e sugli ecosistemi

L'allegato indica una serie di informazioni che dovrebbero essere inserite nello studio di impatto ambientale, laddove previsto, al fine di valutare l'impatto degli impianti su flora, fauna ed ecosistemi.

Lo studio dovrebbe contenere, anzitutto l'analisi faunistica delle aree interessate con indicazione delle specie presenti e degli eventuali siti facenti parte della Rete Natura 2000, delle aree naturali protette e delle zone umide. In secondo luogo, una descrizione dei possibili impatti sulle specie animali più sensibili e su quelle di pregio.

Inoltre, lo studio di impatto ambientale dovrebbe contemplare anche lo stato iniziale degli ecosistemi nonché la valutazione dei possibili impatti sulle "unità ecosistemiche" principali (corsi d'acqua, zone umide, praterie primarie, boschi).

Tra le misure di mitigazione vengono indicate la minimizzazione delle modifiche degli habitat in fase di costruzione ed esercizio e la riduzione al minimo della fase di realizzazione dell'impianto; il ripristino, in fase di esercizio dell'impianto, della vegetazione eliminata du-

rante la fase di costruzione; utilizzo di accorgimenti volti a rendere gli aerogeneratori visibili all'avifauna; l'interramento ove possibile delle linee elettriche; l'utilizzo di accorgimenti volti a ridurre al minimo la dispersione di polveri.

c) l'impatto sul territorio

Il progetto deve contenere tutte le informazioni possibili circa l'impatto dell'impianto sul territorio e sulla geomorfologia e, in particolare: l'esatta ubicazione degli aerogeneratori, la viabilità esistente, tratti di viabilità da modificare e le strade da realizzare; la rete elettrica esistente, il tratto di collegamento alla RTN da realizzare e le cabine da costruire. Particolare attenzione viene assegnata alla descrizione della fase costruttiva dell'impianto inserita, anch'essa, nello studio di impatto ambientale.

Quali misure di mitigazione vengono indicate, tra le altre: la distanza minima (200 m) tra aerogeneratori e tra aerogeneratori e i centri abitati; la minimizzazione dei tempi di costruzione e della superficie dell'area di cantiere (privilegiando le aree degradate); l'utilizzo della viabilità esistente; la scelta di terreni con pendenza trascurabile.

d) l'impatto acustico ed elettromagnetico

Il progetto dovrà essere corredato da rilievi fonometrici allo scopo di verificare il rispetto degli indici di cui al D.M. 14.11.1997 e la coerenza con gli eventuali piani di zonizzazione acustica adottati dal Comune/ dai Comuni interessati dall'intervento.

Inoltre, dovrà essere verificato il rispetto dei limiti di qualità del campo elettrico e del campo di induzione magnetica previsti dalla normativa vigente.

Anche tali informazioni devono essere contenute nello studio di impatto ambientale.

Quali misure di mitigazione vengono segnalate, tra le altre: la scelta di aerogeneratori a bassa velocità per minimizzare l'impatto sonoro; l'utilizzo di linee di trasmissione esistenti; il posizionamento del trasformatore, se possibile, all'interno della torre.

Infine, l'allegato detta prescrizioni per evitare particolari tipi di incidenti (es. rottura dell'elica); cautele in ragione della particolare ubicazione dell'impianto (es. vicinanza ad aeroporti); nonché criteri per l'esecuzione della fase di dismissione dell'impianto.

2.2 La disciplina transitoria

Le linee guida dovevano necessariamente farsi carico di fissare una disciplina transitoria per i procedimenti autorizzativi in corso, tenuto conto della proliferazione normativa regionale e, soprattutto, della previsione legislativa (art.12, comma 10, D. Lgs. n. 387/2003) che richiede alle Regioni di adeguare le proprie discipline entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore delle linee guida, pena l'applicazione diretta di esse nei territori regionali.

L'articolo 18 delle linee guida reca, per l'appunto, le disposizioni transitorie e conferma, anzitutto, che le Regioni (ove necessario) debbono adeguare le proprie discipline entro 90 giorni dall'entrata in vigore delle linee guida medesime (ovverosia, entro il 2 gennaio 2011) anche eventualmente prevedendo una diversa tempistica di presentazione della documentazione che deve essere allegata all'istanza di autorizzazione unica (18.4). Non sembra, peraltro, che decorsi 90 giorni le Regioni perdano il potere di provvedere al relativo adeguamento.

Il medesimo paragrafo avverte che, decorso inutilmente il predetto termine di 90 giorni, le linee guida si applicano ai procedimenti in corso che siano, però, in una fase istruttoria iniziale. In tal caso, il proponente, a pena di improcedibilità, è tenuto a integrare l'istanza con la documentazione prevista dall'articolo 13, entro 90 giorni dal termine per l'adeguamento regionale. Tale termine può essere prorogato per un massimo di 30 giorni, su istanza del proponente e per comprovate necessità tecniche.

Nel caso in cui, infine, le integrazioni da effettuare riguardino opere soggette a valutazione di impatto ambientale, sono fatte salve le procedure (e soprattutto i termini) individuate nella disciplina nazionale (D. Lgs. n. 152/2006) o regionale di riferimento.

La regola della diretta applicazione delle linee guida ai procedimenti in corso soffre di un'eccezione per il caso in cui i procedimenti autorizzatori siano in avanzato stadio istruttoria (18.5). In questo caso (e, più precisamente, se si tratti di progetti completi della soluzione di connessione accettata dal proponente e per i quali siano già stati espressi gli eventuali pareri ambientali prescritti) i procedimenti relativi vengono conclusi ai sensi della prevalente normativa.

Ciò, evidentemente, allo scopo di non vanificare la complessa attività istruttoria (soprattutto di natura ambientale) già compiuta.

2.3 I recepimenti regionali delle Linee Guida Nazionali

Ad un primo sommario esame delle discipline attuative delle linee guida nazionali, sin qui adottate, sembra che le Regioni si siano più che altro concentrate sulla individuazione delle aree non idonee alla installazione degli impianti a fonte rinnovabile, in particolar modo fotovoltaico.

La **Regione Abruzzo** con Deliberazione di Giunta Regionale del 2 maggio 2011, n. 294, ravvisando la necessità di procedere al recepimento del D. Lgs. n. 28/2011, ha dettato disposizioni in tema di procedimenti autorizzativi, estendendo la soglia di applicazione della P.A.S. agli impianti con potenza nominale fino ad 1 MW, escludendo quest'ultimi dall'applicazione dell'autorizzazione generalizzata, ai sensi della D.G.R. del 22 marzo 2010, n. 244. Per quanto concerne, inoltre, gli impianti fotovoltaici con moduli ubicati a terra, si è disposto, in contrasto con le disposizioni contenute nel D. Lgs. n. 28/2011, di far salvi i titoli autorizzativi acquisiti, con deposito degli atti al Servizio Regionale competente, prima del 19 marzo 2011.

La **Regione Basilicata**, con D.G.R. n. 2260 del 29 dicembre 2010 ha approvato un Disciplinare che regola le procedure per l'attuazione degli obiettivi del P.I.E.A.R., di cui alla Legge Regionale 1/2010, nonché disciplina il procedimento autorizzatorio per la costruzione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 12, D. Lgs. n. 387/2003 e delle linee guida nazionali. La deliberazione contiene altresì le linee guida tecniche per la progettazione degli impianti, mentre non reca alcuna perimetrazione di aree e siti non idonei alla installazione di impianti.

La **Regione Calabria** con la Legge Regionale del 29 dicembre 2010, n. 34 ha provveduto a recepire nel proprio ordinamento quanto stabilito dall'art. 17 della L. 96/2010 elevando la soglia di applicazione DIA fino ad 1 MW. Con DGR del 29 dicembre 2010, n.871 ha provveduto a dare attuazione alle Linee Guida nazionali, stabilendo la loro diretta vigenza nel territorio calabrese. All'interno della stessa Deliberazione di Giunta sono stati, altresì, fissati gli oneri istruttori, nella misura dello 0,03% dell'investimento e la cauzione, a garanzia della dismissione degli impianti e rimessa in pristino dei luoghi, stabilita in via generale nella misura massima del 5% del valore complessivo dell'investimento.

Anche la **Regione Campania** con Decreto Dirigenziale del 18 febbraio 2011, n. 50 ha provveduto a recepire le

Linee Guida nazionali limitatamente alla procedure autorizzatorie.

In particolar modo si è disposto la revoca della DGR n. 500/2009 e degli allegati della DGR n. 1642/2009, nonché l'elevazione della soglia DIA fino ad 1 MW per impianti fotovoltaici, eolici ed idroelettrici e fino a 5 MW per impianti a biomassa.

Con deliberazione dell'Assemblea legislativa n. 28 del 6 dicembre 2010, la **Regione Emilia Romagna** si è dotata di una prima individuazione delle aree e dei siti per l'installazione di impianti fotovoltaici.

La deliberazione, adottata sulla scorta della DGR n. 1713/2001, anticipa eventuali linee guida regionali, che la Regione si riserva di emanare.

L'Allegato I della deliberazione n. 28/2010, che dovrebbe essere stata recepita dalla deliberazione consiliare, individua quattro diverse tipologie di aree: A) aree non idonee all'installazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati al suolo; B) aree idonee all'installazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati al suolo; C) aree considerate idonee all'installazione di impianti fotovoltaici; D) aree da privilegiare nell'installazione di impianti fotovoltaici.

Con successiva deliberazione di Giunta Regionale n. 46 del 17 gennaio 2011, la Regione ha effettuato una completa ricognizione delle aree non idonee alla installazione di impianti fotovoltaici. La cartografia disponibile sul sito della Regione è rappresentativa delle leggi, dei piani, degli atti e dei molteplici strumenti di pianificazione presenti nelle diverse realtà territoriali regionali.

La **Regione Lazio** che, con D.G.R. 19 ottobre 2010 ai fini di garantire l'armonizzazione sul territorio regionale delle procedure per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili a seguito dell'approvazione del decreto 10 settembre 2010, ha deliberato di revocare la D.G.R. 18 luglio 2008, n. 517 avente ad oggetto "Linee guida per lo svolgimento del procedimento unico, relativo alla installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, di cui al decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 ed alla legge regionale 23 novembre 2006, n. 18" ed inoltre, di revocare la D.G.R. 13 gennaio 2010, n. 16 avente ad oggetto: "Modifica D.G.R. 18 luglio 2008, n. 517 concernente: Approvazione delle Linee guida per lo svolgimento del procedimento unico, relativo alla installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, di cui al decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 ed alla legge regionale 23 novembre 2006, n. 18 -

Sostituzione Allegato", ed infine di considerare immediatamente applicabili le disposizioni contenute nel Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 10 settembre 2010 anche per i procedimenti in corso.

La **Regione Lombardia** sta provvedendo all'adeguamento delle linee guida nazionali con provvedimento che, con tutta probabilità vedrà la luce entro i primi mesi del 2011.

La **Regione Marche**, con Deliberazione dell'Assemblea legislativa del 30 ottobre 2010, n. 13, ha approvato la "Individuazione delle aree non idonee di cui alle linee guida previste dall'art. 12 del D. Lgs 387/2003 per l'installazione di impianti fotovoltaici a terra e indirizzi tecnico generali amministrativi".

La legge regionale n. 13/2010 contiene anche disposizioni circa gli oneri istruttori a carico dei proponenti le istanze di autorizzazione unica, finalizzati alla copertura delle spese istruttorie e fissati in misura pari allo 0,03% del valore dichiarato dell'opera.

Qualora il progetto sia soggetto a valutazione di impatto ambientale, la misura degli oneri istruttori è ridotta a 0,01%.

Inoltre, la legge fissa la misura delle garanzie da prestare per la dismissione degli impianti e il ripristino delle aree (100 €/kWp nel caso di impianti con strutture di sostegno dei moduli ancorate con fondazioni, superficiali o profonde, in cemento armato e 70 €/kWp in tutti gli altri casi) e disciplina gli impatti cumulativi tra progetti al fine della sottoposizione dei progetti a procedure ambientali.

Con successiva deliberazione di Giunta Regionale n. 255 del 8 marzo 2011, la Regione ha recepito le linee guida nazionali prevedendo, tra l'altro, il coordinamento del procedimento di rilascio della concessione di derivazione d'acqua pubblica con il procedimento di autorizzazione unica, ai sensi dell'articolo 18.3 delle linee guida.

La **Regione Molise** con legge regionale n. 23/2010, ha sancito che costituiscono aree e siti non idonei alla installazione di impianti eolici le aree e i beni di notevole interesse culturale così dichiarati ai sensi della parte seconda del D. Lgs. n. 42/2004, nonché gli immobili e le aree dichiarate di notevole interesse pubblico ai sensi dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo.

Con D.G.R. n. 3-1183 del 14 dicembre 2010, la **Regione Piemonte** ha proceduto all'individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici a terra.

La deliberazione individua come aree inidonee alla installazione di impianti fotovoltaici le aree sottoposte a tutela del paesaggio, del patrimonio storico, artistico e culturale, le aree protette, le aree agricole ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo, nonché le aree in dissesto idraulico e idrogeologico.

Inoltre, la delibera individua ambiti territoriali non esclusi ma scarsamente idonei alla installazione di impianti fotovoltaici a terra in ragione della loro rilevanza paesaggistica e ambientale, nonché della presenza di produzioni agricole e agroalimentari di qualità e/o perché gravati da situazioni di pericolosità idrogeologica (si tratta delle c.d. "aree di attenzione").

In queste aree è necessario "porre un particolare livello di attenzione nella valutazione dei progetti per l'installazione degli impianti fotovoltaici a terra", ammonisce la deliberazione, per "garantire le finalità di tutela e di salvaguardia nell'ambito del procedimento anche attraverso idonee forme di mitigazione e compensazione ambientale degli impatti stessi".

La **Regione Puglia**, con regolamento n. 24 del 30 dicembre 2010 ha proceduto all'adozione di un complessivo atto di adeguamento alle linee guida nazionali il quale comprende una dettagliata individuazione di aree non idonee alla installazione di impianti a fonti rinnovabili.

Con la Deliberazione di Giunta Regionale del 30 dicembre 2010, n. 3029 la Regione ha provveduto, altresì, a conformare la propria disciplina autorizzatoria con quanto statuito all'interno delle Linee Guida nazionali. Meritano di essere attenzionate le disposizioni mediante le quali è regolato il sistema fideiussorio collegato alla realizzazione e dismissione degli impianti FER. In tal senso sono state fissate in 50,00 euro le garanzie richieste per ogni kW di potenza rilasciata.

La **Regione Toscana** con D.G.R. n. 8 del 13 dicembre si è dotata di una prima individuazione delle aree non idonee alla installazione di impianti fotovoltaici a terra.

Con la Legge Regionale n. 11/2011 la Regione è tornata nuovamente sull'individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti da fonte fotovoltaica installati a terra, stabilendo che nelle more di approvazione del c.d. burden sharing e dell'integrazione del P.I.E.A.R., il Consiglio Regionale effettua la prima individuazione di tali aree. Ai fini della cumulabilità degli stessi viene altresì stabilito il rispetto di una distanza di duecento metri a eccezione di quell' impianti di potenza inferiore ai 20 kW.

Anche la **Regione Umbria** sta provvedendo ad un recepimento organico delle Linee Guida nazionali, con disposizioni relative al procedimento autorizzatorio e l'individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti FER. Il provvedimento finale potrebbe essere emanato già nel corso delle prossime settimane.

La **Regione Valle d'Aosta**, con D.G.R. n. 9 del 5 gennaio 2010 ha individuato le aree e i siti del territorio regionale non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici ed eolici ed ha provveduto all'adeguamento della disciplina regionale in materia di energia e di ambiente mediante la definizione di criteri per la realizzazione degli stessi impianti.

Da segnalare, infine, anche la impugnazione, per conflitto di attribuzione tra enti, promossa dalla **Provincia Autonoma di Trento** contro il D.M. 10 settembre 2010 di approvazione delle linee guida nazionali.

Il decreto, secondo la Provincia, si porrebbe in contrasto con la disciplina normativa di attuazione dello Statuto provinciale che disciplina il rapporto tra atti legislativi statali e leggi regionali e provinciali.

L'impugnazione, nello specifico riguarderebbe gli articoli 1.2., 17.1. e 17.2., nonché l'Allegato 3, delle Linee guida (riferiti al procedimento per l'individuazione delle aree non idonee), in quanto intervengono negli ambiti di competenza provinciale, in particolare con riferimento alle facoltà di pianificazione territoriale e di programmazione provinciale

03

Gli strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili



Guardando ai vari regimi di sostegno alla produzione elettrica da fonti rinnovabili, il 2010 ha visto importanti novità che hanno coinvolto quasi tutti i sistemi di incentivazione: per quanto si faticò a ricondurre le numerose modifiche cui si è assistito a un disegno unitario con una chiara progettualità, e sebbene il 2011 porterà novità ancora più significative con la radicale rivisitazione delle modalità di incentivazione delle fonti rinnovabili introdotta dal Decreto di recepimento della direttiva 2009/28/CE, sia sul fronte dei certificati verdi, sia sul lato CIP6, sia soprattutto per quanto riguarda il Conto Energia Fotovoltaico, l'attività normativa e regolamentare è stata decisamente intensa. Al contrario del 2009, in relazione alla Tariffa Onnicomprensiva non si sono invece registrate novità di rilievo.

3.1 Certificati Verdi

Il 2010 ha visto il sistema dei certificati verdi al centro di almeno due rilevanti processi di riforma, seguiti però da altrettante "controriforme" che hanno lasciato il quadro regolamentare sostanzialmente inalterato rispetto a quello definito con le disposizioni di cui alla Finanziaria 2008 e al D.M. 18 dicembre 2008.

Riforma-controriforma n.1

Si ricorderà certamente che nell'estate 2009, con gli art. 18 e 19 della legge 99/09 (c.d. Legge Sviluppo), si era disposto il trasferimento dell'obbligo di acquisto di CV dagli attuali produttori e importatori di energia convenzionale ai titolari di un contratto di dispacciamento in prelievo con TERNA (traders) a partire dal 1 gennaio 2011 (termine successivamente posticipato al 1 gennaio 2012 con il c.d. Emendamento Casoli, contenuto nel DL 135/2009¹). Tale intervento era visto con favore da APER che, pur consapevole delle difficoltà di ordine pratico insite nella costruzione di efficaci meccanismi di controllo sui nuovi soggetti ad obbligo, riteneva la misura in oggetto decisiva nel riequilibrio dei fondamentali del mercato dei certificati verdi (come ben noto caratterizzato da un marcatissimo eccesso di offerta) e nella razionalizzazione degli oneri a carico dei consuma-

tori connessi al sostegno della produzione rinnovabile. In principio di anno pertanto, tutte le attenzioni del settore erano rivolte all'(apparentemente) imminente pubblicazione del decreto attuativo del Ministero dello Sviluppo Economico con il quale si sarebbero disciplinati gli aspetti applicativi del trasferimento dell'obbligo. Indubbiamente rispetto ad inizio anno lo scenario è profondamente mutato. Dapprima il capitolo "trasferimento dell'obbligo" è stato definitivamente archiviato: tramite il c.d. DL nuovi entranti CO₂², si è infatti disposta l'abrogazione delle succitate norme della legge 99/09 mediante le quali il trasferimento dell'obbligo era stato introdotto, mantenendo pertanto inalterato l'assetto dell'obbligo, ancora gravante su produttori e importatori di energia convenzionale, e la struttura dei fondamentali del mercato, con la permanenza del forte eccesso di offerta oramai divenuto strutturale.

Riforma-controriforma n.2

Ancor più destabilizzante si è rivelato però l'intervento normativo di fine primavera: il 31 maggio 2010 veniva pubblicato in Gazzetta Ufficiale il DL 78/2010³, all'interno del quale l'ormai ben noto art.45 disponeva l'abrogazione delle misure che hanno introdotto rispettivamente il ritiro dei certificati verdi in scadenza e il ritiro, al marzo di ogni anno sino al 2011, dei certificati verdi non venduti sul mercato⁴. È ben noto il ruolo nevralgico svolto da quest'ultima misura, che consente di tamponare annualmente l'enorme eccesso di offerta di certificati verdi, garantendo un plafond che funge da prezzo minimo (per quanto richiedibile solo al 31 marzo) divenendo pertanto un prezzo di riferimento per la totalità delle contrattazioni sul mercato: in tre parole, in assenza del ritiro annuale del GSE, il mercato muore. Ne si ha già avuta la controprova nell'estate 2008, pochi mesi prima che venisse introdotto il ritiro obbligatorio, quando si formarono le prime code di certificati invenduti e i prezzi crollarono a valori dimezzati rispetto a quelli di pochi mesi prima (58 €/MWh contro oltre 120 €/MWh del 2006/2007).

Inevitabilmente, pertanto, nel mese in cui la prima versione dell'art.45 è stato vigente (giugno), si è assistito ad una ro-

¹ Successivamente convertito con legge 166/2009.

² DL 72/2010, successivamente convertito in legge 111/2010.

³ Recante "Misure urgenti in materia di stabilizzazione finanziaria e di competitività economica". Si tratta della ben nota Manovra Estiva del Ministro Tremonti.

⁴ In particolare si tratta dell'art.2, comma 149, della legge 244/07 (ritiro alla scadenza triennale) e dell'art.15, comma 1, del D.M. 18 dicembre 2008 (ritiro dei CV non venduti al marzo di ogni anno).

busta contrazione degli scambi e ad un crollo verticale dei prezzi; in realtà, però, i maggiori riverberi dell'intervento normativo si hanno avuti a livello di accesso a finanziamenti, con la maggior parte degli istituti che hanno immediatamente bloccato l'erogazione del credito nei confronti dei progetti di produzione di energia rinnovabile. Tale diffidenza per il vero si continua ad avvertire ancora oggi, per quanto l'art. 45 sia stato completamente riscritto in sede di conversione in legge del provvedimento⁵.

Con la nuova formulazione della disposizione si reintroduce, senza alcuna condizione sottostante, il ritiro dei certificati verdi non ceduti sul mercato ancorché non scaduti, che avrà pertanto luogo anche nel marzo 2011⁶. Viene inoltre reintrodotta anche il ritiro dei certificati verdi alla scadenza (ex L. 244/07) a condizione che "l'importo complessivo derivante dal ritiro, da parte del GSE, [...] a decorrere dalle competenze dell'anno 2011, sia inferiore del 30 per cento rispetto a quello relativo alle competenze dell'anno 2010".

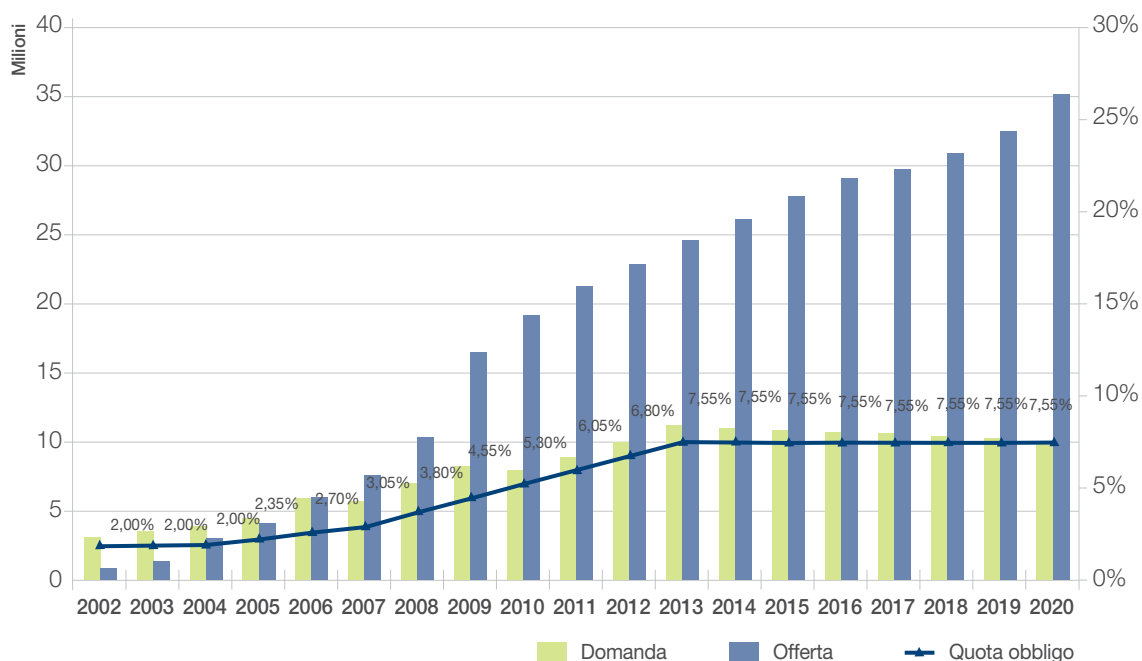
Tuttavia l'applicazione di questa condizione appare, in prima lettura, piuttosto complicata, in quanto la riduzione dei costi del GSE si applicherebbe su una "base imponibile" pari ai costi sostenuti per il ritiro dei CV in scadenza

nel 2010, costi in realtà equivalenti a zero euro, dato che il ritiro dei CV in scadenza appena richiamato (ex legge 244/07) non ha avuto luogo nel 2010, al contrario del ritiro dei CV in esubero (ex D.M. 18 dicembre 2008).

Pertanto la norma, il cui scopo parrebbe essere quello di introdurre un limite di spesa (del 30% inferiore rispetto alle competenze 2010) al GSE limitatamente all'attività di ritiro di CV in scadenza, sembrerebbe fissare tale limite in zero euro, rendendo così impossibile il ritiro alla scadenza e, de facto, suggerendone una soppressione che verrebbe comunque demandata, stando al testo della legge, a un Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico (che doveva essere pubblicato entro il 31 dicembre 2010, ma di cui prevedibilmente non si hanno notizie).

Ad ogni modo, non vale probabilmente la pena impegnarsi eccessivamente nella difficile interpretazione di una norma avente oggetto una misura (il ritiro alla scadenza) la cui utilità appare assai dubbia: in effetti il ritiro alla scadenza, pur in assenza dell'altro meccanismo di ritiro, non assolverebbe alla stessa funzione di "chiusura" del mercato e di annullamento dell'eccesso di offerta sul mercato dei certificati verdi, mantenendo pertanto inalterato lo squilibrio attualmente esistente (grafico 1).

Grafico 1 - Domanda e offerta CV con obbligo e quota ex L.244/07. Elaborazione Aper su dati GSE e stime interne.



⁵ Legge 122/2010.

⁶ Ex art.15 comma 1 del D.M. 18 dicembre 2008. In sostanza mediante la reintroduzione ha evitato che il meccanismo di ritiri terminasse con un anno. Durante il periodo di vigenza dell'art.45 del DL 78/2010 (prima formulazione dell'art.45) era stato manifestato più di un dubbio sull'eventualità che il GSE potesse non effettuare i pagamenti anche in relazione ai CV per i quali era stato richiesto il ritiro nell'anno 2010, essendo il termine ultimo previsto per il pagamento quello del 30 giugno 2010, ossia susseguente all'entrata in vigore del DL 78/2010. Tuttavia il GSE, ancor prima della riscrittura dell'art.45 nella legge 122/2010, aveva chiarito che le disposizione dell'art.45 non avrebbero in alcun modo inciso sull'attività di ritiro 2010, che avrebbe pertanto regolarmente avuto luogo.

3.2 L'andamento del prezzo e le prospettive di mercato

Tale percorso normativo si è inserito in un quadro già di per sé in forte evoluzione. Infatti i certificati verdi connessi alle produzioni IAFR 2010⁷ sono gli ultimi che potranno godere del ritiro di cui al D.M. 18 dicembre 2008 (sopra descritto), che avrà luogo a partire dal marzo 2011. Da aprile 2011, e per tutti i CV connessi a produzioni 2011, non sarà più possibile contare su tale meccanismo, per quanto il recente decreto di recepimento della Direttiva 2009/28/CE abbia introdotto un sistema di ritiri annuali che, pur presentando un prezzo di ritiro costruito in maniera differente, ricalca nei tratti fondamentali quello già esistente.

Parlando invece di prezzi, la dinamica assunta dai valori dei CV sul mercato è stata per gran parte dell'anno di tipo standard (grafico 2), con prezzi prossimi al valore di ritiro 2010 (88 €/MWh) sino ai mesi di aprile-maggio, cui ha fatto seguito una netta flessione ad inizio estate, do-

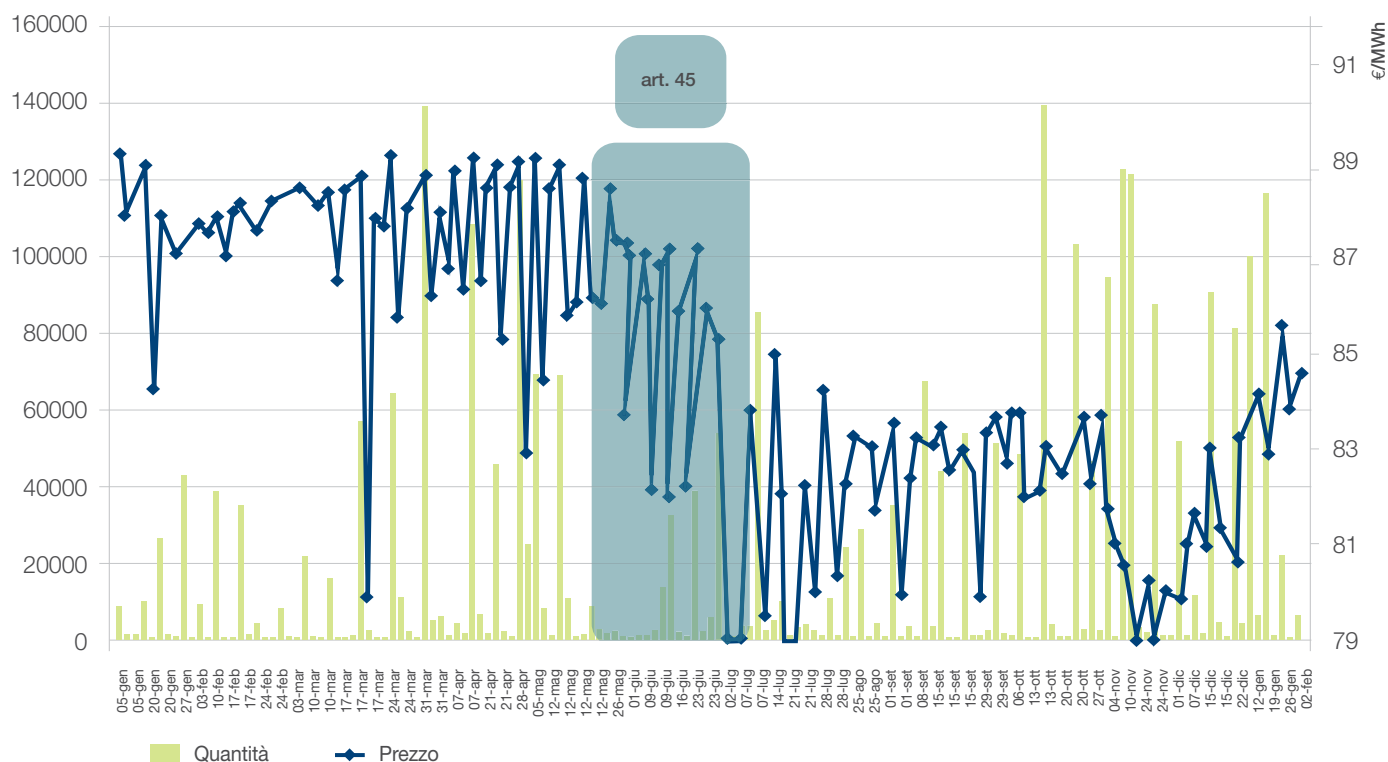
vuta sia alla vicenda dell'art. 45, sia all'avvicinarsi dei riferimenti temporali di prezzo (ritiro del marzo 2011 e non più prezzo di ritiro 2010), e successivamente un assestamento sui medesimi valori (83 €/MWh).

Ha semmai destato perplessità l'improvvisa e ingiustificata flessione di fine anno (novembre e dicembre), con i CV scesi per la prima volta sotto al valore di 80 €/MWh: tale circostanza stride molto con le logiche di mercato, dal momento che con l'avvicinarsi della fine dell'anno e la riduzione dell'incertezza relativa al prezzo di ritiro dei CV 2010 (al marzo 2011), ci si sarebbe aspettati una progressiva crescita dei prezzi delle transazioni sul mercato, che avrebbero dovuto tendere appunto al valore atteso di ritiro (circa 87 €/MWh)⁸.

Tuttavia tale allarme, riconducibile più a comportamenti strategici che non a vizi del mercato, è rientrato con l'inizio del 2011, in cui i prezzi sono tornati a marciare verso il prezzo di ritiro, seppur con uno sconto forse ancora troppo accentuato.

In relazione ai volumi scambiati, la modica presenza di

Grafico 2 - Andamento scambi CV dal gennaio 2010. Elaborazione APER su dati GME



⁷ La qualifica di Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili (o IAFR) è propedeutica al successivo rilascio degli incentivi previsti dalla legislazione vigente per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

⁸ Infatti con l'avvicinarsi del momento del ritiro, diminuisce il tempo di attesa per la liquidazione dei CV, e con esso lo sconto al valore dei CV scambiati sul mercato dovuto appunto alla vendita anticipata rispetto al ritiro.

CV 2010 (per i quali non era possibile richiedere il ritiro nel marzo 2010) ha contribuito a mantenere un livello di liquidità sui mercati piuttosto basso.

Sembra immediato rintracciare una correlazione tra tale circostanza e le difficoltà di adattamento dei produttori alle nuove modalità di rilascio dei CV a preventivo del GSE: infatti si ricordi che a partire dal giugno 2009, in esecuzione delle disposizioni di cui all'art.11 comma 5 del D.M. 18 dicembre 2008, allo scopo di ottenere il rilascio di CV a preventivo è necessario alle-

gare alla richiesta di CV una garanzia che può alternativamente consistere nella equivalente produzione di CV di un altro impianto IAFR già in esercizio di titolarità del medesimo soggetto (per il quale non si potranno richiedere CV a preventivo) o in una garanzia bancaria di valore pari al volume dei CV da rilasciare a preventivo moltiplicato per il prezzo medio dei CV nell'anno precedente.

In effetti, pur essendo stati scambiati nel complesso un numero superiore di CV rispetto agli anni passati (vedi

Grafico 3 - Volume di CV scambiati in Borsa negli anni 2008, 2009 e 2010. Elaborazione APER su dati GME

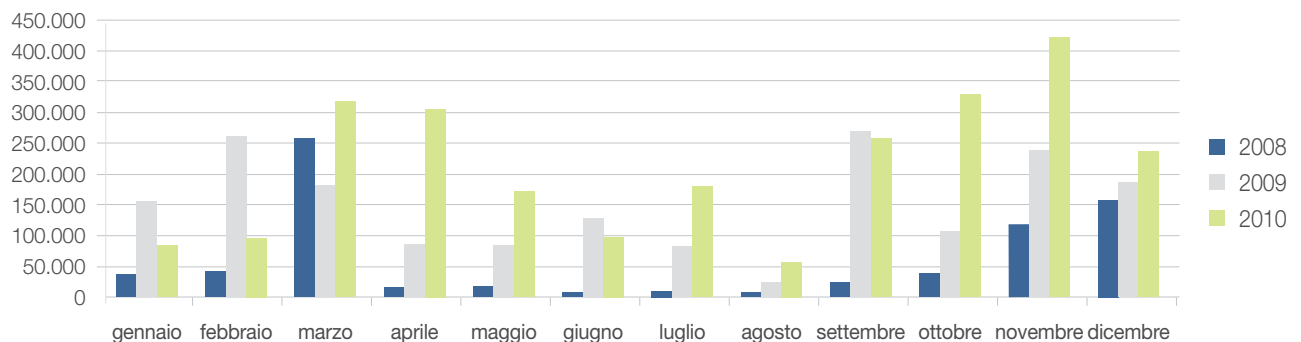


Tabella 1 - Percentuale di CV rilasciati a preventivo ceduti su totale cessioni su mercato organizzato e PBCV. Elaborazione APER su dati GME

PERCENTUALE CV A PREVENTIVO SU TOTALE CIRCOLANTE		
MESI	2009	2010
GENNAIO	46%	0%
FEBBRAIO	29%	10%
MARZO	8%	4%
APRILE	16%	15%
MAGGIO	25%	50%
GIUGNO	90%	58%
LUGLIO	73%	73%
AGOSTO	96%	94%
SETTEMBRE	94%	97%
OTTOBRE	75%	92%
NOVEMBRE	89%	84%
DICEMBRE	92%	92%

grafico 3), sarebbe stato lecito attendersi un numero di transazioni ben superiori in nome del maggior numero di certificati verdi disponibili sul mercato (l'offerta è stimata per il 2010 intorno ai 19 milioni di CV, contro i 16 milioni del 2009 e i 10 milioni del 2008).

Solo a partire da maggio (vedi tabella 1), dapprima con il consolidamento della prassi dell'utilizzo di una fideiussione revolving per emissioni a preventivo trimestrali da parte del GSE (ossia con la medesima fideiussione, relativa al rilascio di CV a preventivo per un trimestre, che viene utilizzata anche per il trimestre successivo una volta dimostrata l'avvenuta produzione), in seguito con i primi tentativi di consuntivazione mensile o trimestrale, il numero dei CV 2010 presenti sul mercato si è allineato ai trend degli anni precedenti.

3.3 Conto energia fotovoltaico

La firma del Decreto per il IV conto energia interrompe finalmente un periodo di estrema incertezza per il mercato, che non ha giovato al settore. Il riconoscimento inoltre di tariffe speciali riservate ad impianti fotovoltaici a concentrazione e ad interventi per l'integrazione innovativa, sembrano un segnale positivo che il Governo ha voluto dare al mercato, stimolando in qualche modo la filiera e il made in Italy.

Si constata tuttavia che non si è risolto veramente il problema della tutela dei diritti acquisiti e nemmeno quello relativo agli indennizzi riservati agli impianti già autorizzati ed in fase di costruzione in regime di vigenza del precedente III conto energia. L'introduzione inoltre di pratiche complesse e poco chiare di registrazione degli impianti per l'accesso all'incentivo, costituisce un ulteriore elemento di incertezza per l'operatore che, a fronte della certezza dell'entrata in esercizio dell'impianto, non sa se e quando potrà ricevere l'incentivo e con che tariffa.

Certamente questo nuovo conto energia delinea uno spazio di crescita per il settore fotovoltaico grazie al superamento del tetto degli 8.000 MW, ma questo aspetto positivo potrebbe essere vanificato dai numerosi elementi presenti che ancora preoccupano (introduzione registri per accesso all'incentivo, retroattività e mancata tutela diritti acquisiti, taglio della tariffa).

In quest'ottica l'Associazione auspica che l'assenza di un vero tavolo di concertazione, che ha causato questa situazione nel settore fotovoltaico, non si ripeta nei prossimi mesi per le altre fonti. L'impegno di APER sarà dunque quello di aprire un nuovo spazio di confronto tra i produttori e le istituzioni affinché si possa al più presto ridare agli imprenditori quel giusto grado di certezza e, a tutto il sistema (banche, professionisti, imprese), la possibilità di continuare a svilupparsi e a creare nuova occupazione, soprattutto tra i giovani.

Si rimanda ad un'analisi puntuale dei risultati del III conto energia e dei primi effetti del IV al capitolo 6 di questa pubblicazione dedicato allo sviluppo del fotovoltaico in Italia.

3.4 CIP 6/92

Seppur in misura nettamente minore rispetto a quanto avvenuto sul sistema dei certificati verdi e sul conto energia, anche il meccanismo CIP 6/92 è stato oggetto di importanti interventi di modifica.

Questi ultimi non hanno riguardato i principi generali e procedurali di funzionamento del meccanismo, che rimangono inalterati rispetto al passato.

L'intervento di modifica, mirato teoricamente alla riduzione dell'impatto complessivo sul sistema elettrico del costo delle convenzioni CIP6, ha invece riguardato l'introduzione della possibilità di risolvere anticipatamente, con pagamento in un'unica soluzione, le suddette convenzioni. Va subito però premesso che le risoluzioni anticipate non saranno possibili per il momento per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, per quanto la disposizione in oggetto sembri già prefigurare uno schema che con tutta probabilità verrà ricalcato nel momento in cui tale opzione sarà allargata alle rinnovabili.

Nel dettaglio, con Decreto Ministeriale del 2 dicembre 2009, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 296 del 21 dicembre 2009, il Ministero dello Sviluppo Economico ha disciplinato i meccanismi di risoluzione anticipata (facoltativa) a partire dal 2010 delle convenzioni CIP 6/92. Le convenzioni potenzialmente interessate sono quelle relative a impianti di produzione alimentati da combustibili di processo o residui o recupero di energia (come la gassificazione di residui della lavorazione del petrolio come il tar) e da combustibili fossili (come gas naturale). Il corrispettivo cui i produttori hanno diritto è in pratica costituito da tutti gli incentivi ancora da maturare, rivalutati secondo gli indici Istat, rapportati alla potenza e al numero di ore equivalenti/anno per gli anni residui della convenzione. Il tutto scontato al tasso del 6%: è dunque questo il minor costo a carico del sistema, cui va però contrapposto il fatto che la somma sarà liquidata subito.

La risoluzione anticipata degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e da rifiuti è invece demandata a un decreto ministeriale, sempre ad opera del Ministero dello Sviluppo, che però attualmente non risulta ancora pubblicato.

3.5 Tariffa Onnicomprensiva

Il quadro legislativo e regolamentare concernente la Tariffa Onnicomprensiva, lo strumento di incentivazione di tipo feed-in tariff alternativo ai certificati verdi e riservato a impianti di potenza inferiore a 1 MW (200 kW per l'eolico) entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2008, è rimasto invece stabile per tutta la durata dell'anno.

Nel corso del 2009 erano intervenute notevoli modifiche, tra cui la correzione dei valori fissati in prima sede solo 18 mesi prima relativi agli impianti a biomasse (avvenuta con la legge 99/09), e si erano manifestate notevoli problematiche di ordine procedurale, per lo più connesse alla mancata pubblicazione da parte del GSE dello schema di convenzione di Tariffa Onnicom-

prensiva con i produttori aventi diritto. Si può invece affermare che il 2010 è stato un anno di regolarizzazione e consolidamento in cui il funzionamento del meccanismo è stato portato a regime.

Oltre a non essere state apportate nuove modifiche al livello della tariffa (si riportano in tabella 3 le tariffe vigenti), la pubblicazione della succitata Convenzione da

parte del GSE, avvenuta a dicembre 2009, ha risolto molte delle criticità registrate l'anno precedente, chiarendo le modalità e le tempistiche dei flussi di pagamento sulla scorta della già consolidata esperienza registrata dagli operatori sul Ritiro Dedicato e regolarizzando la quasi totalità delle situazioni rimaste sospese. Restavano semmai dei dubbi presso gli operatori sulle

Tabella 2 - Valori della tariffa onnicomprensiva - cfr tabella 3 Legge 244/07 e s.m.i – tariffa onnicomprensiva.

	FONTE	ENTITÀ DELLA TARIFFA (€cent/KWh)
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
3	Geotermica	20
4	Moto ondoso e maremotrice	34
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
6	Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	28
8	Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	18

modalità con cui sarebbe avvenuto l'atteso aggiornamento tariffario previsto da molti per il gennaio 2011: si ricorda infatti che, stando al dato normativo che ha introdotto la TO (il combinato Finanziaria 2008-Decreto attuativo), era prevista la possibilità, in capo al Ministero dello Sviluppo Economico, di prevedere un aggiornamento triennale dei livelli delle tariffe. Inoltre nel testo non era chiarito se tali modifiche tariffarie avessero dovuto applicarsi esclusivamente agli impianti entrati in esercizio a seguito dell'introduzione del nuovo valore o se invece avessero un valore retroattivo.

Si evidenzia tuttavia che, alla luce delle disposizioni sopra richiamate, la revisione triennale dei coefficienti per l'incentivazione è una possibilità e non una disposizione perentoria alla quale il Ministero dello Sviluppo Economico debba necessariamente attenersi.

Inoltre nel Piano di Azione Nazionale (documento di

sintesi) redatto dal Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi della Direttiva 2009/28/CE, si sottolinea che la programmazione anticipata delle riduzioni (su base triennale) degli incentivi e l'applicazione dei nuovi valori di coefficienti e tariffe dovrebbero riguardare gli impianti che entrano in esercizio un anno dopo la loro introduzione, salvaguardando così le iniziative che al momento degli aggiornamenti saranno già state avviate o saranno in procinto di avvio.

Tale impostazione viene confermata anche all'interno del decreto di recepimento della Direttiva 2009/28/CE, dove, all'interno delle disposizioni transitorie, si chiarisce che i valori attualmente vigenti per Tariffe Onnicomprensive e coefficienti sui certificati verdi, restano fermi per l'intera durata dell'incentivazione degli impianti che entrano in esercizio prima del 2013, fugando così definitivamente qualsiasi dubbio sulla vicenda.

04

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia: le bioenergie



4.1 Lo sviluppo della bioenergia in Italia

Se la combustione delle biomasse solide costituisce da sempre il processo più noto e diffuso sul territorio per la produzione di bioenergia, sono i settori del biogas e dei bioliquidi quelli che negli ultimi anni hanno dato il maggior impulso all'incremento della diffusione di questa fonte rinnovabile.

Nel campo del biogas in particolare, accanto ad una modesta crescita dello sfruttamento delle discariche, che fino a pochi anni fa costituivano la fonte primaria di biogas, si sta registrando un vero e proprio sviluppo della digestione anaerobica di biomasse di origine agricola e zootecnica, grazie al crescente interesse dell'imprenditoria agricola verso le agroenergie spinto dal sistema di incentivazione introdotto dalla Finanziaria 2008 come integrato e modificato dalla cosiddetta legge sviluppo 2009 (Legge n.99/09).

Se il settore del biogas agricolo sta registrando un significativo sviluppo, ben più netta è la crescita della produzione di energia da oli vegetali, fenomeno che ha registrato una crescita delle installazioni, nell'arco di pochi anni, secondo un tasso superiore al 2000%. Tuttavia questa rapida crescita rischia oggi di subire una brusca battuta di arresto a causa delle nuove disposizioni sulla sostenibilità dei bioliquidi introdotte dalla Direttiva Europea 2009/28/CE, che dovranno presto entrare in vigore, ma i cui requisiti non sono ancora noti. Anche le altre forme di produzione di bioenergia hanno proseguito, se pur con trend ben più modesti, la loro progressiva crescita, dimostrando la vitalità di un settore che non ha vissuto le flessioni che hanno colpito molti altri comparti industriali. Ciononostante sono ancora molti gli ostacoli che si dovranno superare per imprimere la necessaria accelerata allo sviluppo di questa fonte in vista degli obiettivi in materia di fonti attesi per il nostro Paese al 2020. Secondo il Piano Nazionale d'Azione italiano¹ la potenza installata degli impianti di produzione di bioenergia al **2020** dovrà essere almeno pari a **3.820 MW**, di cui 1.640 MW da biomassa solida, 1.200 MW da biogas e 980 MW da bioliquidi.

La Biomassa

La produzione di energia da biomasse, o bioenergia, comprende processi che sfruttano una grande varietà di materiali di natura estremamente eterogenea.

Secondo il D. Lgs. 3 marzo 2011 n.28 biomassa è: *"la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani."*



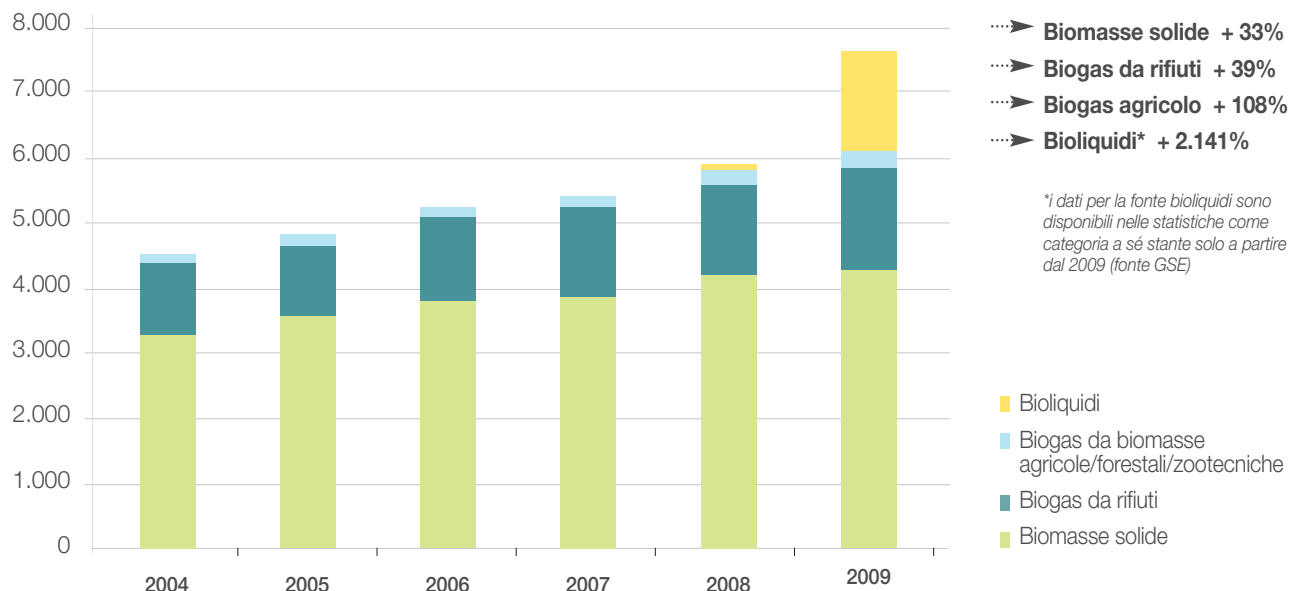
Questa definizione include una grande varietà di prodotti vergini e di residui a matrice organica, che possono provenire dal comparto agricolo (coltivazioni dedicate, residui colturali), dal comparto agroforestale (scarti della manutenzione boschiva), dal comparto zootecnico (effluenti e scarti animali) dal comparto industriale (scarti dell'industria del legno, della carta, dell'agroalimentare, ecc.) o da quello della gestione dei rifiuti urbani (residui della manutenzione del verde pubblico, frazione umida RSU).

La biomassa può essere direttamente impiegata nella produzione di energia o essere convertita in biocombustibili liquidi (bioliquidi) o gassosi (biogas). In ragione di tale caratteristica, si è soliti suddividere il mondo delle bioenergie in tre filiere principali:

- **Biomasse solide**
- **Biogas**
- **Bioliquidi**

¹ Documento contenente i target e le traiettorie di sviluppo delle fonti rinnovabili previsto dalla Direttiva 2009/20/CE per tutti gli Stati Membri. Il PNA italiano è stato presentato a luglio 2010.

Trend di crescita delle bioenergie (GWh) dal 2004 al 2009. Elaborazioni APER su dati GSE



4.2 La diffusione della produzione di bioenergia in Italia





La grande varietà di prodotti e residui che rispondono alla definizione di biomassa ha contribuito alla storica carenza di informazioni affidabili sulla diffusione degli impianti nel nostro Paese. La comprensione dei dati disponibili inoltre, è spesso viziata dal sottile confine tra rifiuto biodegradabile -compreso nella biomassa a tutti

gli effetti - e rifiuto solido indifferenziato vero e proprio, ulteriormente complicato dai cambi normativi che negli anni hanno incluso ed escluso i rifiuti inorganici dal regime dedicato alle fonti rinnovabili.

Il risultato è che persino le statistiche "ufficiali" sulla diffusione degli impianti di produzione di bioenergia in Italia risultano spesso imprecise ed incoerenti le une con le altre.

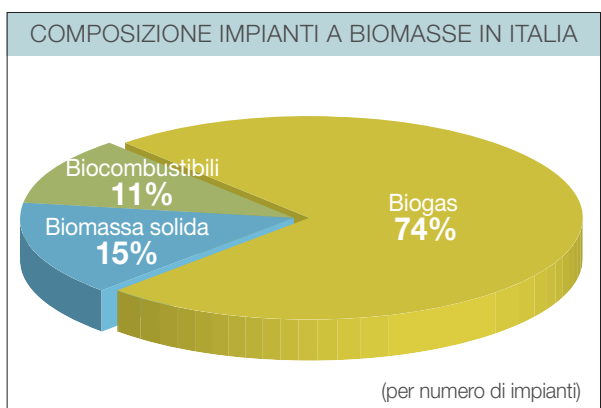
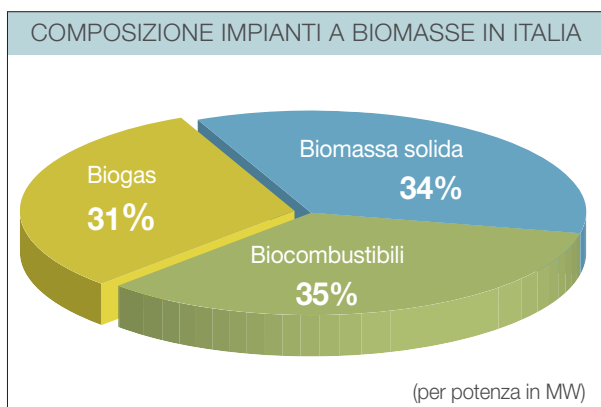
Se questo problema è sentito per la produzione di energia elettrica, lo è ancor più per la produzione di energia termica da biomassa, settore ancor più frammentato e molto meno monitorato del primo. La differenza tra potenza e produzione elettrica o termica inoltre sarebbe un'ulteriore variabile da considerare nell'analisi delle statistiche disponibili, talvolta riferite alle une, talvolta alle altre, con grande confusione nella lettura dei dati da parte dei non addetti ai lavori.

Secondo i dati APER², frutto di una ricerca durata circa due anni, gli impianti per la produzione di energia elettrica da biomasse solide, liquide o biogas in Italia erano nel 2009³ circa 730, per una potenza installata superiore a 1.500 MW, quasi egualmente ripartita tra bioliquidi, biomasse e biogas, pur con una netta prevalenza del biogas in termini di numero di impianti, vista la taglia media ben più ridotta di questa tipologia di installazioni.

	Fonte	Dim. Massima	Dim. Media
	BIOMASSA SOLIDA	46 MW	4,66
	BIOLIQUIDO	144 MW	6,5
	BIOGAS (AGRICOLO)	4,26 MW	0,86
	BIOGAS (DISCARICA)	18,7 MW	

² Lo studio sulla diffusione degli impianti a bioenergie in Italia - APER settembre 2009.

³ La fine del 2009 è la data più recente per la quale si dispongono di statistiche ufficiali sulla produzione di energia da biomassa in Italia (impianti a fonti rinnovabili, Rapporto statistico 2009 - GSE dicembre 2010). Anche lo studio condotto da APER è riferito all'anno 2009, tuttavia tale studio è oggi in corso di aggiornamento, grazie alla raccolta di numerosi dati sui nuovi impianti installati nel corso del 2010.



Grazie alla disponibilità della fonte, se pur in forme diverse, lungo tutto il territorio nazionale, e alla capacità di trasporto e stoccaggio della stessa (caratteristica peculiare della biomassa, che la distingue dalle altre fonti rinnovabili), gli impianti di produzione di bioenergia risultano uniformemente distribuiti su tutta la penisola italiana, se pur con una certa prevalenza delle regioni Lombardia, Emilia Romagna, Piemonte e Puglia.

4.3 Criticità, problemi irrisolti e prospettive future

Filiera corta e Tracciabilità

Da ormai oltre tre anni l'attuazione della riforma del sistema di incentivazione introdotta dalla Finanziaria 2008

(L. 24/12/2007 n.244), catalizza l'interesse dei produttori di bioenergia, rimasti a lungo tempo in balia di modifiche degli incentivi introdotti e di provvedimenti di attuazione incompleti.

La cosiddetta "filiera corta" per l'erogazione dei certificati verdi con moltiplicatore $k=1,8$ da un lato, e la tracciabilità degli oli vegetali puri ai fini dell'accesso alla tariffa di 28 €cent/kWh dall'altro, hanno visto un processo avviato con la finanziaria 2008 e concluso, almeno formalmente, solo alla fine del 2010, dopo la pubblicazione di tutti i provvedimenti via via previsti⁴.

Tali incentivi peraltro, se pur definitivamente regolati dai provvedimenti attesi e finalmente pubblicati nel corso del 2010, restano di fatto oggi ancora sospesi, in attesa della conclusione delle verifiche avviate da Mipaaf dallo scorso dicembre 2009 per l'accertamento della filiera corta sulla base della documentazione inviata dai produttori di energia, e dell'inserimento di tutti i dati necessari alla verifica di tracciabilità tramite portale Agea⁵, da parte degli attori responsabili. Una volta conclusa questa fase, gli incentivi verranno finalmente erogati anche sull'energia già immessa a partire dalla data di entrata in esercizio degli impianti.

GLI INCENTIVI ALLE BIOENERGIE OGGI

TARIFFA OMNICOMPENSIVA (Impianti < 1MW)	
Biogas, biomasse e oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento CE n. 73/2009	28 €CENT/KWH
Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustili liquidi esclusi oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento CE n. 73/2009	18 €CENT/KWH
CERTIFICATI VERDI	
Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	$k=1,3$
Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	$k=1,8$
Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	$k=0,8$

⁴ Provvedimenti attuativi per la filiera corta e la tracciabilità:

- D.M. Mipaaf 2 marzo 2010 (GU 103 5/5/10);
- Circolare esplicativa del sistema di tracciabilità delle biomasse da filiera per la produzione di energia elettrica ai fini del riconoscimento del coefficiente moltiplicativo dei certificati verdi pari a 1,8. Applicazione per l'anno 2010 - Mipaaf 19/11/2010;
- Circolare esplicativa del sistema di tracciabilità degli oli vegetali puri per la produzione di energia elettrica al fine dell'erogazione della tariffa onnicomprensiva di 0,28 euro a kWh prevista dalla Legge 99/2009 - Mipaaf 31/03/2010;
- Oli vegetali puri - sistema di tracciabilità per la produzione di energia elettrica soggetta al riconoscimento della tariffa onnicomprensiva ai sensi della Legge 99/2009 - Disposizioni Attuative - AGEA 21/6/2010;
- Manuale Utente - Procedura di supporto alla tracciatura degli OVP destinati alla produzione di energia elettrica - AGEA 25/10/2010;
- Circolare esplicativa del sistema di tracciabilità degli oli vegetali puri per la produzione di energia elettrica al fine dell'erogazione della tariffa onnicomprensiva di 0,28 euro a kWh prevista dalla legge 99/2009 - Registrazione Operatori Elettrici - Mipaaf 14/04/2011 (prot. 0007346).

⁵ Agenzia per le Erogazioni in Agricoltura (www.agea.gov.it).

Il recepimento della direttiva 2009/28/CE e i criteri di sostenibilità

Ad arricchire il già complesso quadro di riferimento in materia di bioenergie, caratterizzato da regole per la gestione della biomassa incomplete, da conoscenze parziali sulle potenzialità e la diffusione della fonte, e da un sistema di incentivazione a lungo sospeso e in corso di attuazione, è intervenuto, a partire dalla fine del 2010, anche il recepimento della direttiva rinnovabili 2009/28/CE.

Oltre alle nuove modifiche al sistema di incentivazione introdotte dal decreto di recepimento (D. Lgs. 3 marzo 2011 n.28), i cui aspetti di dettaglio non sono ancora noti perché demandati a successivi decreti attuativi, a preoccupare il mondo delle bioenergie e soprattutto dei bioliquidi, è la trasposizione nell'ordinamento nazionale dei criteri di sostenibilità.

Tali criteri nascono dalla volontà di incentivare l'utilizzo dei soli bioliquidi ritenuti appunto sostenibili, laddove per sostenibili si intendono quei bioliquidi non prodotti da materie prime coltivate in terreni di particolare "pregio" (quali foreste primarie e altri terreni boschivi, aree designate per scopi di protezione della natura, o che presentano un elevato stock di carbonio...ecc.) ed in grado di garantire, lungo tutto il proprio ciclo di vita, dalla coltivazione del seme alla produzione di energia, una riduzione delle emissioni di gas serra pari almeno al 35% rispetto all'utilizzo delle fonti fossili.

I bioliquidi che non saranno in grado di rispondere a questi requisiti, non saranno contabilizzati tra le fonti rinnovabili nel raggiungimento dei target al 2020 e non potranno beneficiare degli incentivi.

Tali criteri dovranno essere applicati già a partire dal 2012 - in apparenza anche per la produzione già esistente - ma l'assenza delle disposizioni attuative che specificano come debbano essere applicati e quali requisiti debba necessariamente possedere l'olio per soddisfarli⁶, pone i produttori di bioenergie nella difficile condizione di non poter fare previsioni circa l'effettiva sostenibilità della propria biomassa e la conseguente prospettiva di vita della propria centrale.

L'andamento dei prezzi della biomassa

L'incertezza nel valore dell'incentivo che ha caratterizzato questi ultimi anni ha contribuito a far emergere ancora con maggior forza quella che è la peculiarità

della bioenergia rispetto le altre fonti rinnovabili: il costo della materia prima.

La produzione di bioenergia infatti, a differenza di fonti quali l'eolico o il fotovoltaico, se da un lato gode del grande vantaggio della possibilità di trasporto ed accumulo della fonte, dall'altro sconta l'onere economico dell'approvvigionamento della materia prima per tutta la durata di vita della centrale, aspetto che incide pesantemente sui costi di produzione dell'energia.

Nel corso degli anni la crescita del settore, sia in termini di impianti che di soggetti (industriali e non) in esso coinvolti e la competizione sempre maggiore tra i diversi interessi legati agli usi della biomassa, dall'alimentare all'energetico, dal recupero di materia (ad es. per la produzione di pannelli in legno) alla produzione di energia e, in quest'ultimo, tra produzione elettrica, termica e trasporti, hanno contribuito a determinare un innalzamento progressivo del costo della biomassa. L'assenza di una standardizzazione dei combustibili e di un preciso mercato di riferimento, contribuiscono ad oscillazioni e rialzi dei prezzi della biomassa, che unite alle variazioni del regime di incentivazione che hanno caratterizzato il settore negli ultimi anni, rendono sempre più critica la finanziabilità degli impianti e più ridotta la loro redditività.

La fine del CIP6/92

Il 2010 ed il 2011 sono anni di importanti modifiche anche per quanto attiene il meccanismo di incentivazione precedente l'introduzione dei certificati verdi e della più recente tariffa omnicomprensiva, il ben noto CIP6/92. Tale meccanismo, oggi tanto discusso per il suo significativo peso sui costi totali dell'incentivazione delle fonti rinnovabili (e assimilate), ha consentito negli anni lo sviluppo di numerose delle più importanti centrali a biomassa, ma anche, purtroppo, delle grosse centrali a fonti non rinnovabili - un tempo assimilate per legge alle prime - che hanno dato la tanto negativa fama che oggi accompagna tutto il sistema CIP6, rinnovabile e non.

A partire dal 2010, con l'introduzione del meccanismo di risoluzione anticipata volto a ridurre l'onere delle convenzioni CIP6 sul sistema, molte centrali alimentate da combustibili di processo e combustibili fossili, usciranno da questo meccanismo di incentivi, del quale fino ad oggi le vere rinnovabili hanno potuto beneficiare solo in minima parte.

⁶La proposta di decreto legislativo per l'attuazione della Direttiva 2009/28/CE non contiene alcuna disposizione sui criteri di sostenibilità dei bioliquidi, demandandone l'attuazione al decreto di recepimento della Direttiva 2009/30/CE. Il decreto di recepimento di quest'ultima direttiva è il D. Lgs 31 marzo 2011 n.55, il quale tuttavia fa genericamente riferimento ad un Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità che verrà elaborato con successivo decreto attuativo.

Tuttavia il problema della fine del CIP6 nel settore della bioenergia, non interessa solo le risoluzioni anticipate (il cui meccanismo dovrebbe essere esteso, nei modi ancora da definire, anche alle rinnovabili), ma anzi, soprattutto, lo scadere delle convenzioni in essere che a partire da quest'anno comporterà la chiusura di un numero significativo di centrali a biomassa di media-grande taglia, alcune delle quali peraltro (quelle che hanno goduto di un periodo di durata della convenzione più breve) ancora in uno stato tale da garantirne un funzionamento efficiente e sicuro. La fine vita dell'incentivo infatti, rischia di porle di fatto fuori mercato a causa dell'innalzamento dei prezzi della biomassa intervenuto nel corso degli ultimi anni. L'impatto di questa problematica di fine CIP6 è significativo anche in ragione delle ripercussioni che la chiusura di questi impianti avrebbe sul personale (spesso locale ed in aree a scarsa occupazione) in essi impiegato, e richiede pertanto dei provvedimenti ad-hoc (intervendo ad esempio sugli interventi di rifacimento applicabili a queste centrali).

Un' iniziativa che va in questa direzione è data dalla previsione, introdotta dal Decreto Legislativo n.28/2011 (art.24, comma 8), di garantire agli impianti che continuano ad essere esercitati in assenza di incentivi la remunerazione dell'energia prodotta tramite prezzi minimi garantiti, la cui entità dovrà essere stabilita entro il 31 dicembre 2012 da apposita delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Il Biometano

Fra le novità positive introdotte dalla direttiva rinnovabili e dal decreto legislativo di recepimento (D. Lgs. 3 marzo 2011 n.28), vale sicuramente la pena citare le disposizioni per lo sviluppo del biometano. Il decreto anticipa infatti la pubblicazione di un successivo decreto di attuazione e di una delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas volti a definire le condizioni per l'immissione del metano di origine biologica nella rete del gas naturale e ad istituire specifici incentivi.

APER nel corso del 2010 ha preso parte ad un tavolo di lavoro condotto da associazioni ed enti di matrice prevalentemente agricola, i cui esiti sono confluiti nella stesura di un documento di posizione sul biometano⁷, che ha costituito ampio spunto alle disposizioni contenute nel decreto di recepimento della Direttiva 2009/28/CE. Capisaldi del documento sono: la priorità di immissione e dispacciamento del biometano, l'istituzione di uno specifico Fondo per l'incentivazione del biometano (alimentato dalla tariffa di distribuzione gas), e l'incentivazione della produzione del biometano tramite un'apposita tariffa omnicomprensiva, a valere sul fondo menzionato.

Lo sviluppo di questo settore, accanto al più tradizionale impiego diretto del biogas per la produzione di energia elettrica in loco, potrà indubbiamente costituire un'ulteriore ed importante tessera del complesso processo verso il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle rinnovabili futuri.

⁷ Position Paper "Indicazioni per lo sviluppo della Filiera Biogas - biometano, Italia 2020" - ottobre 2010 - C.I.A. - Confederazione Italiana Agricoltori, Confagricoltura - Confederazione Generale della Agricoltura Italiana, Agroenergia, AIEL - Associazione Italiana Energie Agroforestali, APER - Associazione Produttori Energia da Fonti Rinnovabili (aderisce per il capitolo La Normativa per il Biometano), CIB - Consorzio Italiano Bio-Gas, FIPER - Federazione Italiana Produttori di Energia da fonti Rinnovabili,

05

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia: l'eolico



5.1 Le dinamiche del mercato italiano nel 2010

Nel corso dell'anno 2010 sono entrati in esercizio 63 nuovi impianti eolici per una potenza totale di 950 MW, rendendo così la capacità di generazione elettrica da fonte eolica complessivamente installata sul territorio italiano pari a 5.797 MW.

Osservando il trend di sviluppo della potenza eolica degli anni più recenti si conferma l'installazione di circa 1.000 MW/anno, nonostante si sia registrata una flessione del 15% rispetto alla crescita dell'anno 2009 (Figura 1).

Per quanto concerne la produzione, nel 2010 essa ammonta a 8.449 GWh, un incremento del 29% rispetto all'anno precedente, pari al 2,5% del consumo interno lordo italiano di energia elettrica.

Questo dato è tuttavia già al netto della mancata produzione eolica causata dall'incapacità della rete di ac-

cogliere tutta l'energia producibile dal vento. L'incremento del tasso di nuove installazioni e la massimizzazione dell'energia prodotta è quanto più necessario, dal momento che ad oggi l'eolico italiano si trova quasi a metà del guado rispetto agli impegni europei di sviluppo delle fonti rinnovabili assunti dal Governo italiano e delineati, come detto in precedenza, nel Piano di Azione per le energie rinnovabili.

L'obiettivo dell'energia eolica è quantificato nel raggiungimento per l'anno 2020 di una produzione di energia di 20.000 GWh per una potenza installata di 12.680 MW.

Al fine di ottenere tale risultato è necessario il contributo di ogni regione, con particolare riferimento a quelle che dispongono di maggior vento.

La distribuzione attuale degli impianti vede nel meridione e nelle isole la maggiore concentrazione di potenza (Figura 2).

Figura 1 - Potenza e produzione eolica in Italia. Elaborazione APER

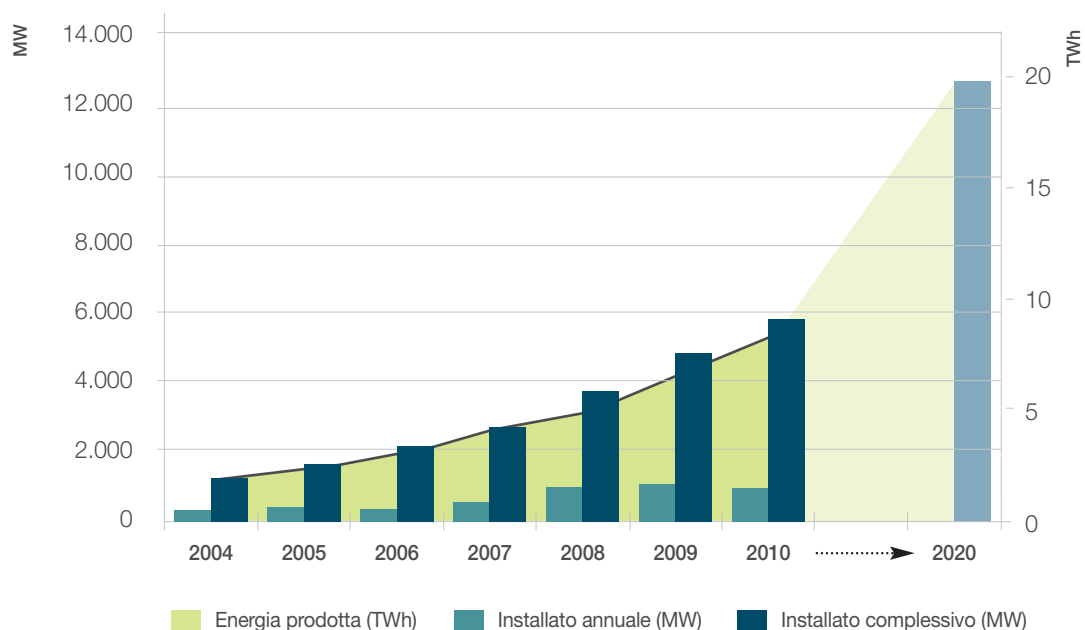
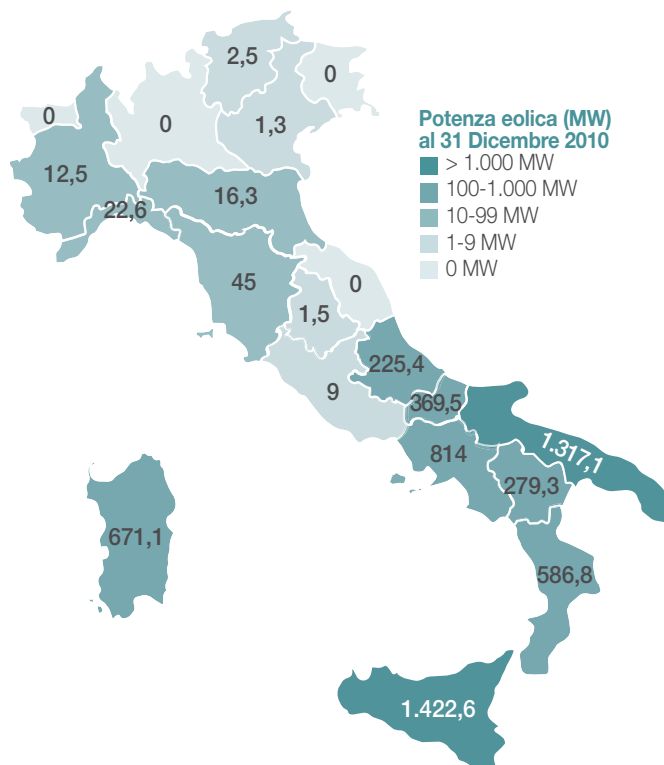


Figura 2 - Distribuzione regionale potenza eolica. Elaborazione APER



Grazie ad un incremento di più del 27%, da fine 2010 a guidare lo sviluppo è la Sicilia che accoglie 1.422,6 MW - circa un quarto dell'intera potenza eolica italiana - superando così la Puglia, comunque salita a quota 1.317,1 MW. Ogni regione ha conosciuto negli ultimi anni una propria velocità di diffusione dell'energia eolica (Figura 3) non solo in funzione della ventosità, ma anche delle discipline variamente adottate in materia di autorizzazione degli impianti.

In termini di tasso di crescita relativa rispetto al 2009, il Molise ha più che raddoppiato la potenza installata e la Calabria ha visto un incremento del 47,5%.

Da segnalare anche la buona crescita dalla Basilicata, pari a quasi il 23%. Scarso invece il risultato della Campania che nell'arco del 2010 ha visto entrare in esercizio solo 5 MW. Sono invece rimaste ferme regioni centrali e settentrionali quali il Lazio, la Toscana, l'Emilia Romagna, l'Umbria, il Veneto ed il Piemonte.

Per quanto riguarda la suddivisione della potenza installata tra gli operatori che svolgono attività di produzione di energia da fonte eolica, la fotografia delle quote di mercato a fine 2010 illustra una situazione ben distribuita tra più operatori e concorrenziale (Figura 4).

Figura 3 - Crescita regionale potenza eolica. Elaborazione APER

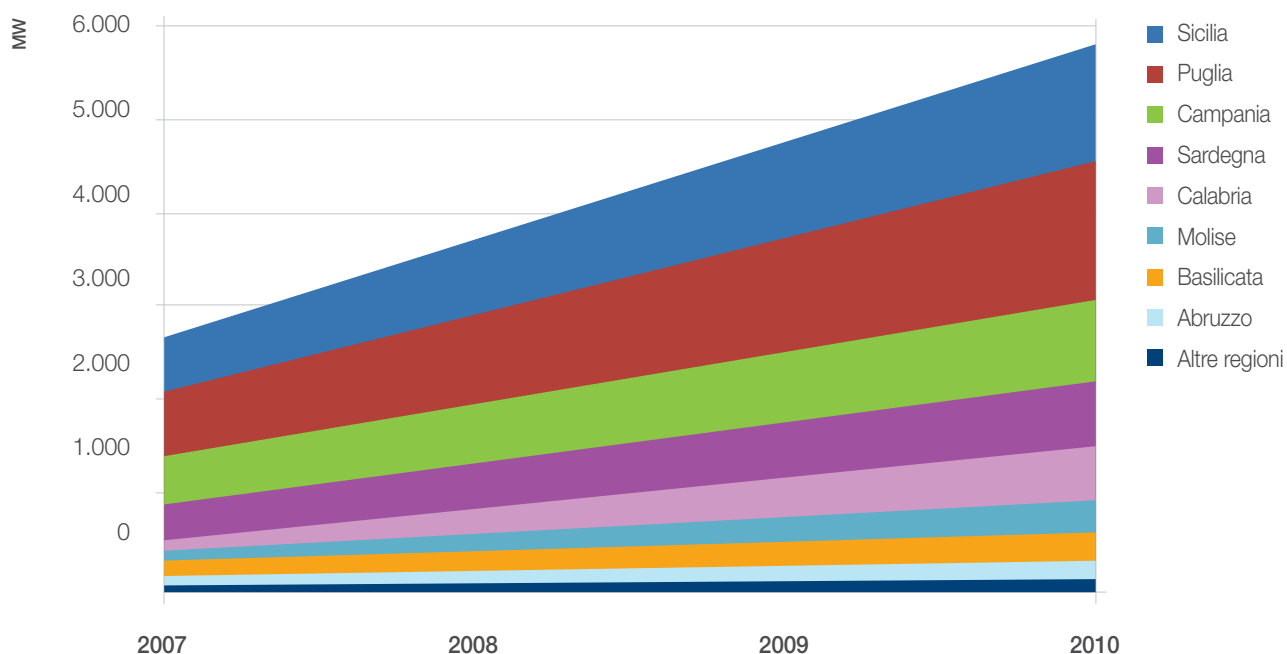
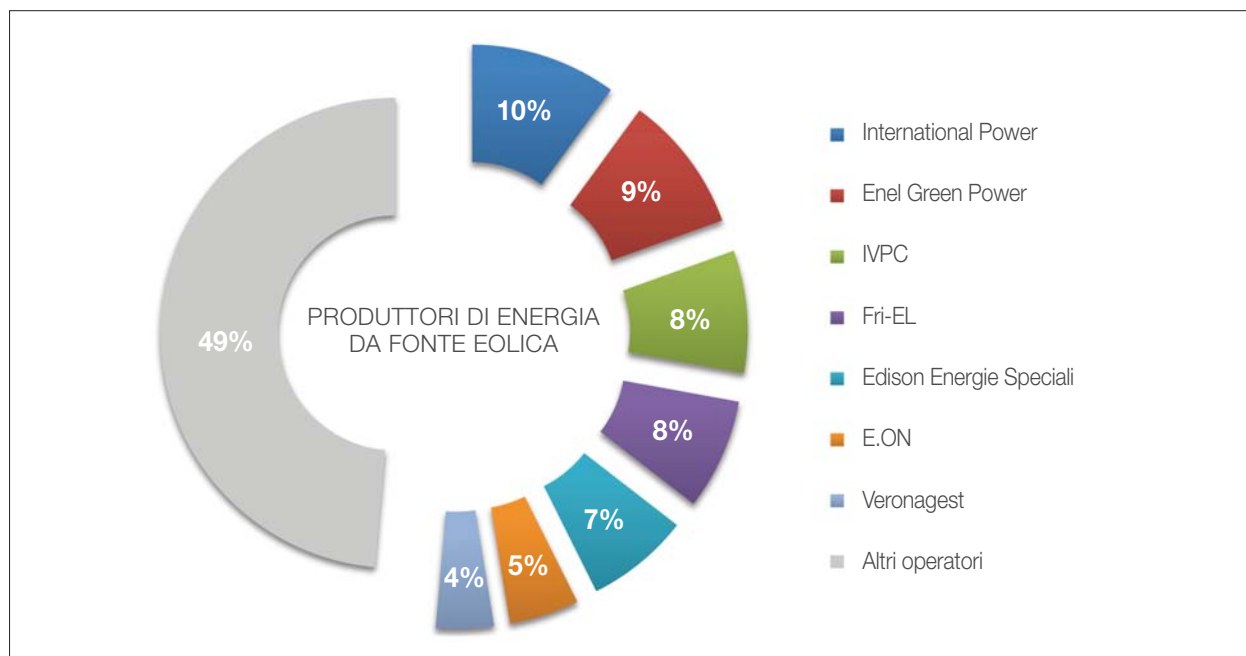


Figura 4 - Market share produttori di energia da fonte eolica in Italia. Elaborazione APER



Anche nell'anno 2010 leader degli operatori rimane International Power con un decimo della quota. Immediatamente dopo si trovano Enel Green Power che, grazie ad una notevole crescita nel corso dell'ultimo anno, copre ad oggi circa il 9% del mercato, IVPC e Fri-El (entrambe all'8%), ed Edison Energie Speciali (7%). Le turbine complessivamente installate su tutto il territorio nazionale risultano essere 5.467, delle quali 616 sorte durante l'anno appena trascorso (Figura 5). Rispetto anche a solo pochi

anni fa, la tecnologia eolica ha conosciuto anche cambiamento ed innovazione: se nel 2004 la taglia media delle turbine utilizzate non superava 700 kW, ad oggi mediamente il parco eolico italiano è composto da turbine di taglia superiore ad 1 MW. Questo fenomeno conferma l'influenza sul mercato di nuove turbine più potenti e la tendenza a progettare impianti che – a parità di potenza complessiva rispetto agli anni precedenti – sono composti da un numero inferiore di turbine, ma di maggiore potenza unitaria

Figura 5 - Turbine eoliche in Italia. Elaborazione APER

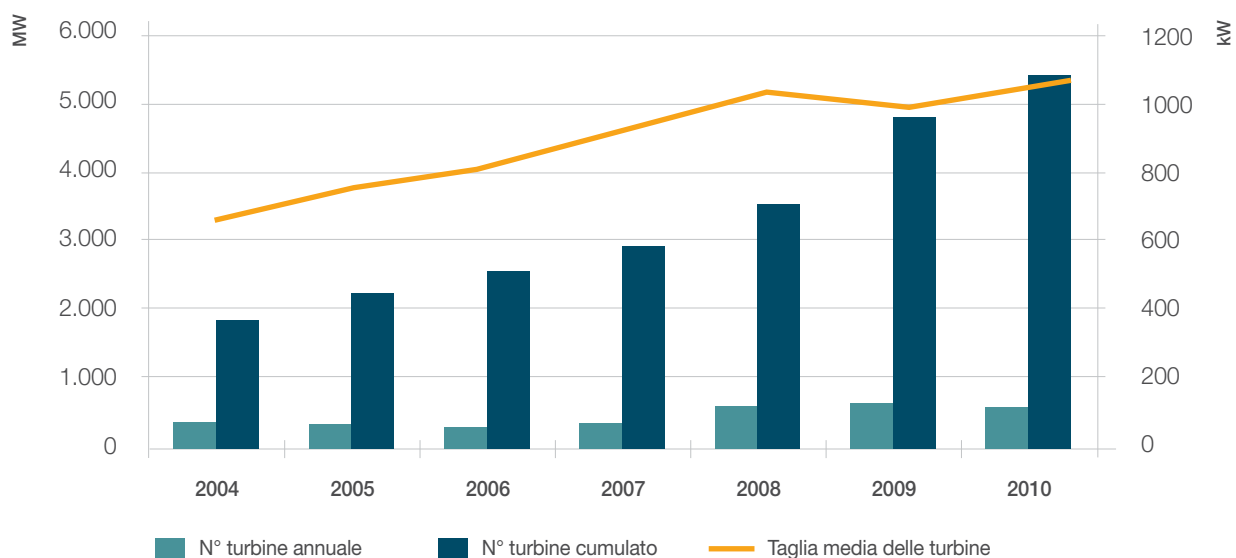
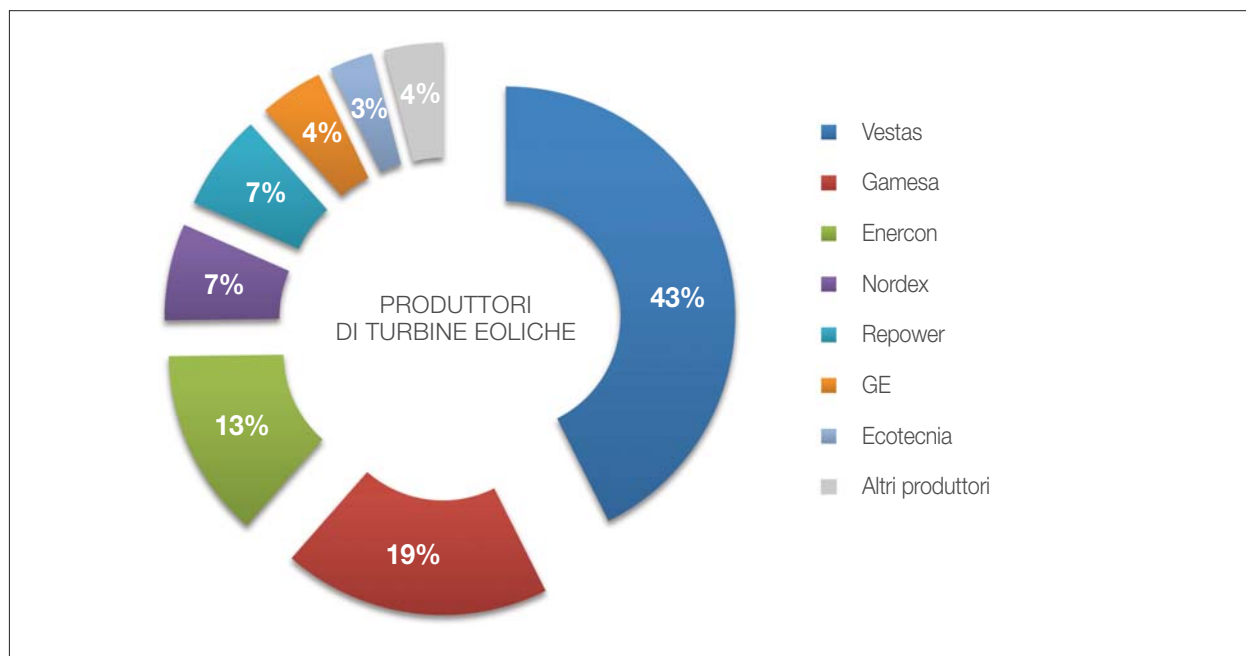


Figura 6 - Market share produttori di turbine eoliche in Italia. Elaborazione APER



e, pertanto, maggiori dimensioni. Le turbine installate nel 2010 hanno addirittura una taglia media di potenza di 1,5 MW. La maggioranza delle turbine installate in Italia sono della danese Vestas che tuttavia vede i propri concorrenti - soprattutto Gamesa, Enercon e Repower - guadagnare costantemente maggiori quote di mercato (Figura 6). Le più recenti indicazioni del mercato relative ai primi mesi del 2011 suggeriscono un'ulteriore crescita del settore caratterizzata, tuttavia, da una lieve flessione rispetto all'anno 2010. È probabile che ciò sia fondamentalmente riconducibile ad una fase transitoria di incertezza normativa principalmente relativa al processo - ancora in corso - di revisione del sistema di incentivazione. Nella classifica delle regioni con maggiore potenza eolica installata Sicilia e Puglia appaiono rimanere salde ai primi posti; per il nuovo anno segnaliamo inoltre forti aspettative di sviluppo della Campania, che tende a recuperare ampiamente i deludenti risultati dello scorso anno, e della Calabria che accoglierà nuovi impianti per più del 30% della potenza installata a conclusione del 2010. Per quanto riguarda l'evoluzione della tecnologia, si sta delineando una conferma della crescita di offerta sul mercato di turbine di maggiore potenza unitaria e maggiori dimensioni. Parallelamente, persiste comunque l'installazione sul territorio italiano di turbine di taglie inferiori ad 1 MW per effetto della semplificazione dei procedimenti autorizzativi per impianti compresi in tale soglia di potenza. Nel prossimo futuro, infine, si assisterà alle prime fasi di repowering, vale a dire del rinnovo del parco produttivo eolico esistente a seguito della

ricostruzione degli impianti più vecchi che, mano a mano, giungono alla conclusione della propria vita utile.

5.2 Rete e Vento: lo sviluppo della rete elettrica italiana per la connessione e l'integrazione della fonte eolica



La rete elettrica è un'infrastruttura essenziale non solo per assicurare l'approvvigionamento energetico, ma anche per lo sviluppo concorrenziale del mercato elettrico nazionale e la creazione del mercato unico. Attraverso la sua crescita è infatti possibile inserire nuove forme di produzione, come l'eolico, favorendo la diversificazione delle fonti nel mix energetico italiano. Per comprendere lo stato attuale della rete e gli effetti che questo esercita sul settore delle fonti rinnovabili è tuttavia necessario analizzare l'evoluzione di questa complessa componente, la cui evoluzione poggia le sue basi nel passato. A questo proposito, osserviamo come nel ricco panorama di pubblicazioni e di studi sul settore delle energie rinnovabili ad oggi ancora manchi

La rete elettrica è un'infrastruttura essenziale non solo per assicurare l'approvvigionamento energetico, ma anche per lo sviluppo concorrenziale del mercato elettrico nazionale e la creazione del mercato unico. Attraverso la sua crescita è infatti possibile inserire nuove forme di produzione, come l'eolico, favorendo la diversificazione delle fonti nel mix energetico italiano. Per comprendere lo stato attuale della rete e gli effetti che questo esercita sul settore delle fonti rinnovabili è tuttavia necessario analizzare l'evoluzione di questa complessa componente, la cui evoluzione poggia le sue basi nel passato. A questo proposito, osserviamo come nel ricco panorama di pubblicazioni e di studi sul settore delle energie rinnovabili ad oggi ancora manchi

un approfondimento analitico della tematica del rapporto rete ed eolico.

A colmare tale vuoto si inserisce lo studio condotto dal Centro Studi di APER-REEF "Rete e Vento: lo sviluppo della rete elettrica italiana per la connessione e l'integrazione della fonte eolica", un'opera nata dall'esigenza di affrontare per la prima volta questo tema di fondamentale importanza per la situazione attuale e futura del sistema energetico del nostro Paese.

Il boom dell'energia eolica degli ultimi dieci anni - l'arco temporale sul quale si focalizza lo studio - e la rapida crescita del numero di connessioni alla rete di numerosi impianti, soprattutto nel Sud e nelle isole - dove c'è maggior vento e dove la rete è stata storicamente meno sviluppata - offre l'occasione di porre l'attenzione su come sviluppare, con la stessa velocità, queste due importati infrastrutture. "Rete e Vento" fornisce pertanto un quadro oggettivo ed analitico di ciò che è stato possibile fare con gli strumenti normativi a disposizione del gestore di rete e degli operatori dell'energia, offrendo ai soggetti coinvolti ed alle istituzioni - attraverso un'innovativa chiave di lettura della relazione tra lo sviluppo degli impianti eolici e lo sviluppo della rete - nuovi elementi di valutazione delle azioni da intraprendere per raggiungere gli impegnativi obiettivi europei al 2020 che lo scorso anno il Governo italiano ha assunto attraverso il Piano Nazionale d'Azione per le fonti rinnovabili che rappresentano, per il nostro Paese, anche una considerevole opportunità di diversificazione del mix energetico primario. Dai dati desunti prevalentemente dai Piani di Sviluppo della Rete Elettrica Nazionale, elaborati annualmente dal gestore di rete (fino al 2005 GRTN e poi TERNA), nel decennio 2000-2009 il sistema elettrico italiano ha conosciuto profonde modifiche strutturali che hanno riguardato tutte le componenti della filiera elettrica come prodotto dei notevoli interventi sui diversi fronti legislativo, normativo e regolatorio. Nel decennio in esame il notevole incremento della potenza installata da fonte rinnovabile, in particolare eolica (più che decuplicata passando da 363 MW del 2000 ai 4.898 MW del 2009) sebbene accompagnato da una enorme sforzo in termini di investimenti del gestore di rete (circa 3 Miliardi di Euro tra il 2005 e il 2009 - periodo TERNA - , la maggior parte dei quali dedicati allo sviluppo delle fonti rinnovabili) non hanno potuto fare nulla contro i mille impedimenti burocratici imposti dalle amministrazioni pubbliche.

Le conclusioni di questo studio portano a due considerazioni finali:

- sebbene con l'introduzione del D. Lgs 387/03 si permetta di autorizzare in una volta sola sia l'impianto di produzione da fonte rinnovabile che le opere di

rete necessarie allineando i tempi di realizzazione di rete e impianto, ciò non ha impedito alle regioni di porre mille ostacoli allo sviluppo della rete quando le opere di rete non sono legate al singolo impianto. Un esempio fra tutti: per costruire solo 1,5 km di linea elettrica aerea a 150kV, che consentirebbe di sfruttare al massimo la produzione eolica di una zona della Campania, la regione Campania ha impiegato 8 mesi a rilasciare il suo nullaosta. Questo ovviamente crea un danno diretto agli operatori ma anche un indiretto alla collettività;

- sebbene l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas abbia a più riprese tentato di gestire il processo di accesso alla rete, il forte incremento delle richieste di connessione che si è registrato pone dei seri problemi sulla pianificazione della rete stessa. Per questo motivo urge la definizione di procedure più selettive per l'accesso alla rete che agevolino solo chi realmente sia interessato a realizzare gli impianti.

Dallo studio emerge chiaramente che, se dal canto suo TERNA ha enormemente incrementato i suoi sforzi economici nello sviluppo della rete, non altrettanto hanno fatto le amministrazioni locali e centrali nell'agevolare la pianificazione e realizzazione di questi investimenti. Quindi per il futuro servono interventi normativi che permettano a TERNA di pianificare correttamente le opere di rete necessarie e di ottenere le relative autorizzazioni in tempi più accelerati, in linea con le necessità reali di sviluppo della rete.

Ovviamente anche sul fronte delle autorizzazioni degli impianti da fonti rinnovabili molto va fatto dal punto di vista normativo da parte delle regioni e del governo centrale per assicurare che i 180gg, stabiliti nel D. Lgs 387/03 per l'ottenimento dell'Autorizzazione Unica, siano realmente rispettati.

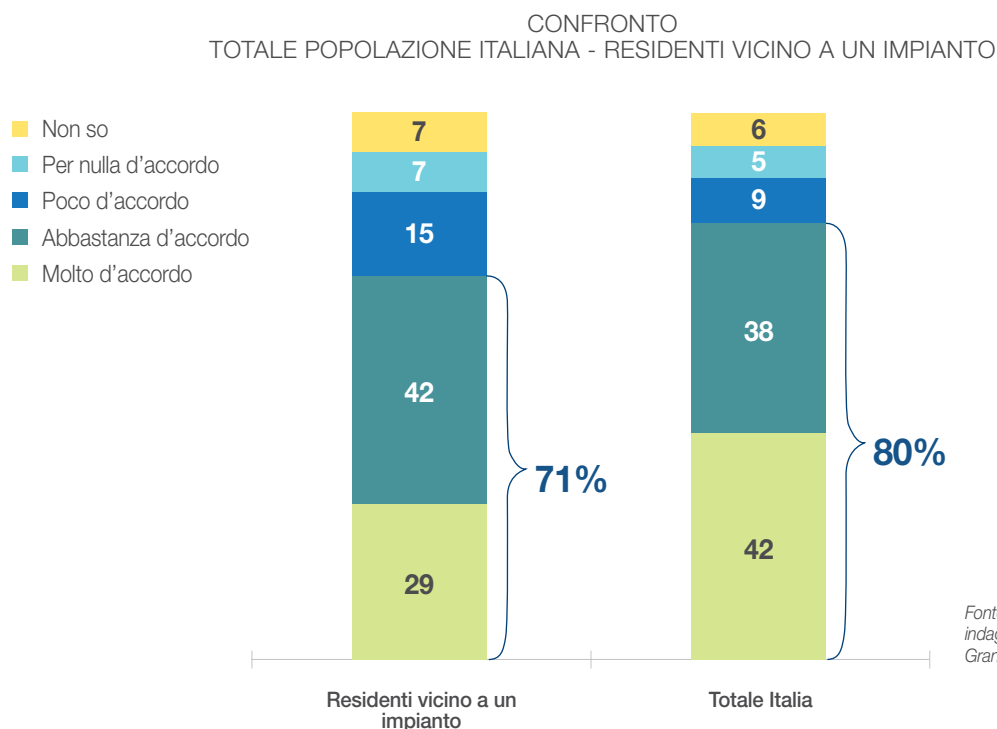
5.3 Eolico: corretta informazione e consenso sociale

La diffusione dei parchi eolici sul territorio ha assunto significativa importanza anche sul piano culturale in quanto rappresentano una tipologia di impianto sconosciuta agli occhi della popolazione anche fino a solo pochi anni fa. È dunque cresciuto il dibattito nell'opinione pubblica sui temi dell'inserimento degli impianti eolici nel paesaggio e della loro relazione nei confronti della comunità e dell'ambiente circostante.

Nel corso degli ultimi anni la stampa ed i media hanno condotto frequenti campagne di comunicazione contenenti messaggi negativi verso l'eolico.

Tali contenuti, quasi sempre falsi o quanto meno imprecisi e parziali, hanno favorito la circolazione di informazioni in-

Figura 7 - Il giudizio sull'opportunità di sviluppare l'energia eolica in Italia.



satte (molte delle quali create ad hoc) che vengono spesso strumentalizzate per bloccare la diffusione degli impianti. Risulta pertanto indispensabile favorire un'informazione più corretta, che spesso i cittadini dimostrano di possedere maggiormente rispetto ai detrattori dell'energia eolica.

Cosa dicono gli italiani

Per comprendere l'atteggiamento e la conoscenza dell'energia eolica da parte degli italiani e dell'opinione pubblica, APER ha condotto un'indagine attraverso l'istituto di ricerca ISPO, guidato dal prof. Renato Mannheim. La ricerca, commissionata dal Gruppo di Lavoro APER GrandEolico, si è basata su un campione rappresentativo della popolazione italiana e degli opinion leader. Lo studio ha perseguito il duplice obiettivo di indagare il livello di informazione della popolazione e gli eventuali fabbisogni conoscitivi sull'argomento, nonché di misurare il livello di accettabilità sociale verso questo specifico settore dell'energia.

L'indagine ha delineato un netto plebiscito in favore dell'opportunità di sviluppare l'energia eolica nel nostro Paese, tanto tra la popolazione in generale (80%) quanto tra i residenti vicino a un impianto (71%) che tra gli esperti (87%). Risulta interessante che il 60% degli intervistati ha visto dal vivo un impianto eolico e che nella maggior parte dei casi ne ha avuto un'impressione positiva. La maggioranza considera gli impianti visti "moderni" (85%) e "sug-

gestivi" (58%) e non ritiene né che possano "rovinare il paesaggio" (69%) né che "siano rumorosi" (65%).

Tra gli opinion leader i livelli di informazione crescono ulteriormente, evidenziando un elevato grado di sensibilizzazione verso il problema energetico.

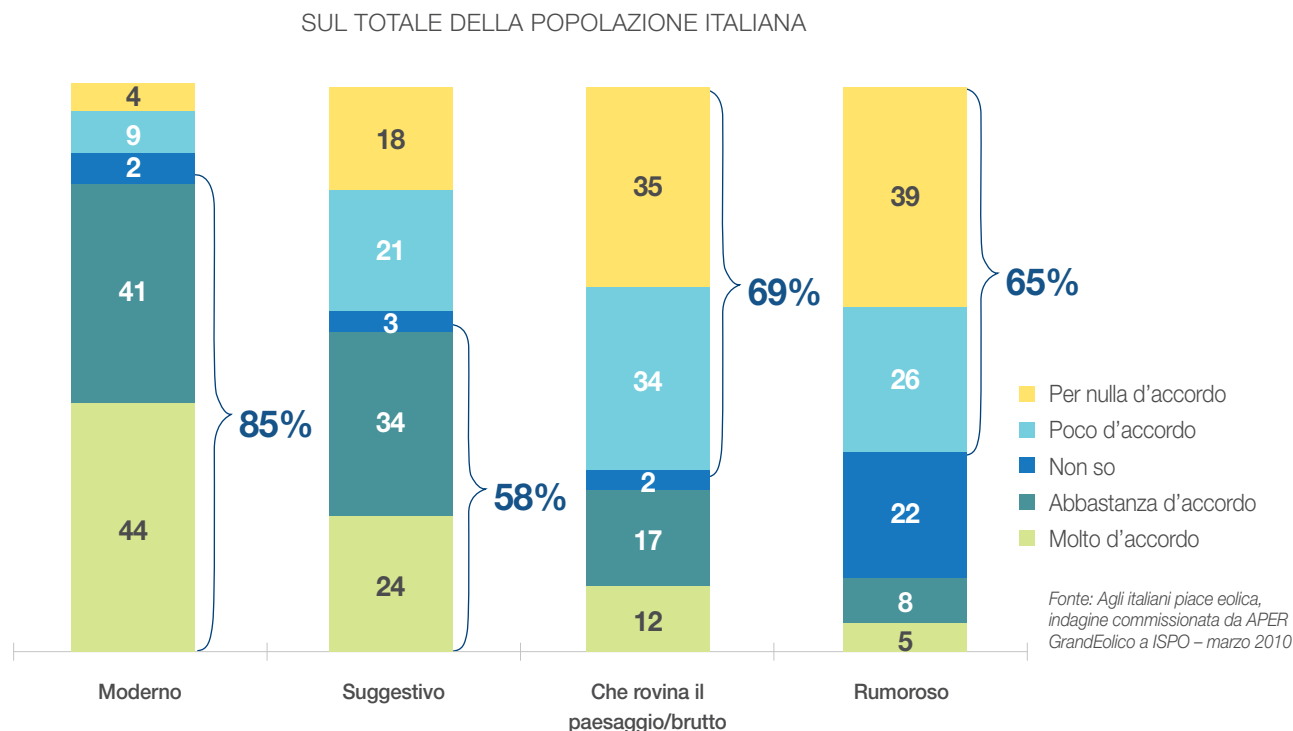
Per risolverlo, l'impiego delle rinnovabili si rivela come la strategia vincente, che viene considerata in modo unanime sia come "l'unica via per lasciare in eredità più risorse naturali alle generazioni future" (94%), sia come un intervento "indispensabile per consentire all'Italia di ridurre la dipendenza energetica da altri paesi" (93%). Sebbene i dati siano promettenti, da un'analisi più approfondita emerge come ci siano molti dubbi e false credenze intorno all'eolico.

La maggioranza del campione è consapevole dell'assenza di rischi per la salute (61%), molti, tuttavia, non hanno un'idea corretta della resa energetica di un impianto, né della sua completa reversibilità, tanto la popolazione italiana in generale, quanto i residenti nei comuni dotati di impianti eolici, ignorano la possibilità di riportare alle condizioni iniziali il terreno sul quale è stato installato un parco eolico (circa i due terzi degli intervistati).

Non solo, la maggior parte degli italiani non è al corrente delle direttive europee in materia di rinnovabili: il 57% non ha mai sentito parlare dell'Obiettivo 20-20-20.

Tanto la popolazione quanto gli esperti, cadono poi nel tranello di pensare che gli impianti eolici non funzionino

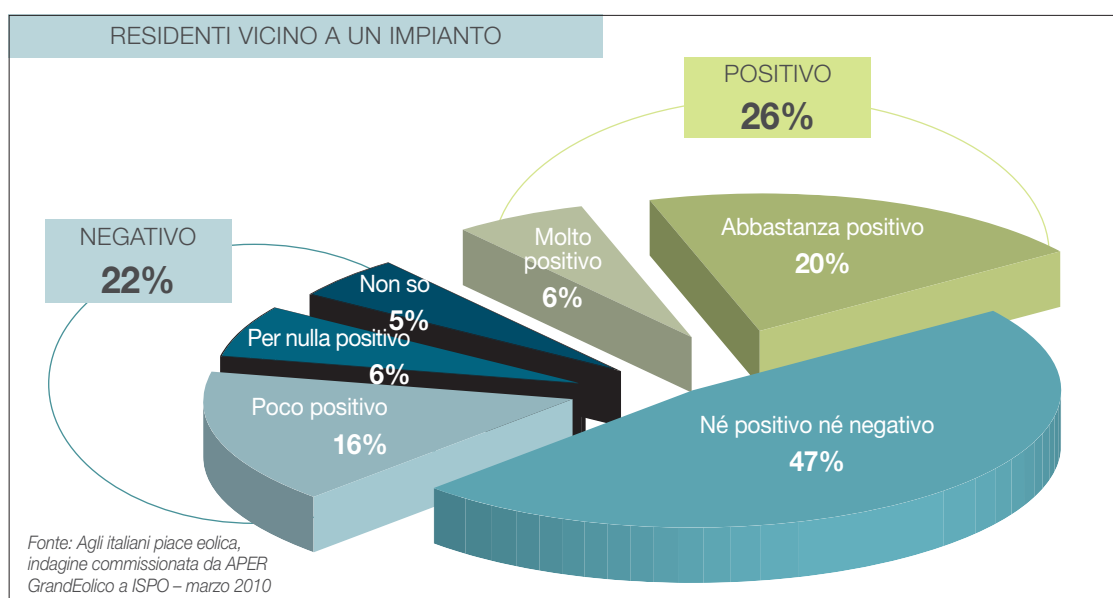
Figura 8 - Le impressioni dichiarate sugli impianti eolici visti dal vivo (tra chi ha dichiarato di aver visto almeno una volta un impianto eolico dal vivo)



bene perché sono spesso fermi (42% nel primo target e 35% nel secondo). Infine il 66% degli opinion leader ritiene erroneamente che gli impianti eolici presenti in Italia godano di incentivi e finanziamenti da parte della Comunità Europea. Su altre questioni c'è più chiarezza e fiducia. La maggioranza degli intervistati (61%), ad esempio, ritiene

che i parchi eolici non creino affatto dei campi elettrici ed elettromagnetici dannosi per la salute. Il 48% ritiene che tra le rinnovabili, l'eolico sia la fonte con la resa energetica maggiore. E ancora, sulla quantità di energia prodotta mediamente in un anno da una turbina eolica, la maggioranza relativa (40%) risponde correttamente.

Figura 9 - Giudizio sul vivere nelle vicinanze di un impianto eolico



Parlare di energia eolica significa sollevare temi importanti come il rapporto con lo sviluppo del territorio e dell'economia, con la salute e la tutela del paesaggio, etc. Alcuni di questi temi risultano ampiamente condivisi dagli intervistati, altri, invece, dividono il campione tra favorevoli e contrari. Per quanto riguarda il legame con l'economia, ad esempio, la maggioranza degli intervistati ritiene che l'eolico possa essere volano di innovazione per il Paese (75%) e le comunità locali (74%). La pensa così soprattutto chi ha avuto l'occasione di vedere dal vivo un parco eolico, i più giovani e i più istruiti.

Per quanto riguarda l'eolico e l'ambiente, il 64% nega che la presenza di un impianto eolico danneggi le condizioni climatiche dell'ambiente circostante.

5.4 Le dieci cose da sapere

Su quali argomenti bisogna dunque fare chiarezza? Su quali temi vengono alimentati falsi miti ed ingiustificate paure nei confronti dell'eolico? Quali sono le cose da sapere sull'energia del vento?

1) Che cos'è l'energia eolica

L'energia eolica è l'energia che si estrae dal vento, grazie allo stesso principio della dinamo: quando le pale sono in movimento, l'energia è trasformata in elettricità. L'energia eolica fa parte delle energie pulite e sostenibili perché per la sua produzione non vengono bruciati combustibili fossili, e quindi nessuna sostanza inquinante nociva contamina l'aria. Inoltre, è un'energia rinnovabile dal momento che il vento è una risorsa energetica inesauribile.

2) I vantaggi dell'energia eolica

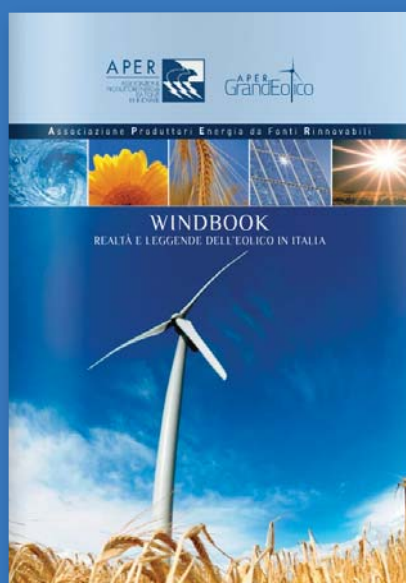
I due fondamentali vantaggi dell'uso dell'energia eolica sono la tutela dell'ambiente e la riduzione della dipendenza energetica da costose importazioni. Infatti, nella fase di produzione dell'energia elettrica, le turbine eoliche (indipendentemente dalla grandezza e potenza) hanno un impatto sull'ambiente molto limitato e, soprattutto, non producono alcun tipo di emissioni inquinanti. Dal punto di vista energetico, l'energia eolica riveste un crescente ruolo strategico nell'ottica sia di limitare la dipendenza economica e politica dai paesi fornitori di combustibili fossili, sia per far fronte al progressivo ridursi delle loro riserve. Si tratta infine di una tecnologia avanzata che contribuisce al rilancio economico e allo sviluppo industriale di aree marginali e spesso abbandonate.

3) L'energia prodotta da un impianto eolico

Per avere un'idea della produzione di energia riportiamo il seguente esempio: un parco eolico da 20 MW che produce 40 GWh l'anno sopperisce al fabbisogno energetico annuale di circa 15.000 famiglie, ovvero a circa una trentina di piccoli comuni da 1.200-1.400 abitanti.

4) La bassa rumorosità delle turbine eoliche

Contrariamente a quanto spesso si teme, il livello di rumorosità delle turbine eoliche risulta piuttosto ridotto: a meno di 100 metri da una turbina eolica in movimento, il rumore prodotto non supera i 50 decibel: un'intensità sonora paragonabile a quella di una normale conversazione. Oltre i 200 metri di distanza il rumore è inferiore ai 40 de-



WINDBOOK Realtà e leggende dell'eolico in Italia

Per diffondere un'informazione completa ed articolata sulla valenza economica, ambientale e sociale dell'energia eolica e colmare le lacune che hanno caratterizzato l'informazione pubblica, APER ed APER-GrandEolico hanno promosso la pubblicazione di "WINDBOOK. Realtà e leggende dell'eolico in Italia". Traendo spunto da alcune infondate ma frequenti critiche rivolte all'eolico rela-



06

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia: il fotovoltaico



6.1 I risultati del conto energia

Il terzo conto energia, che avrebbe dovuto disciplinare l'incentivo al settore fotovoltaico per il triennio 2011 - 2013, è morto prematuramente dopo solo cinque mesi di vita. Prima di affrontare nel dettaglio il nuovo sistema incentivante del quarto conto energia (Decreto Ministeriale 5 maggio 2011), si indicano i risultati in termini di potenza installata ottenuti dal secondo e terzo conto energia nel 2010 ed nei primi mesi del 2011.

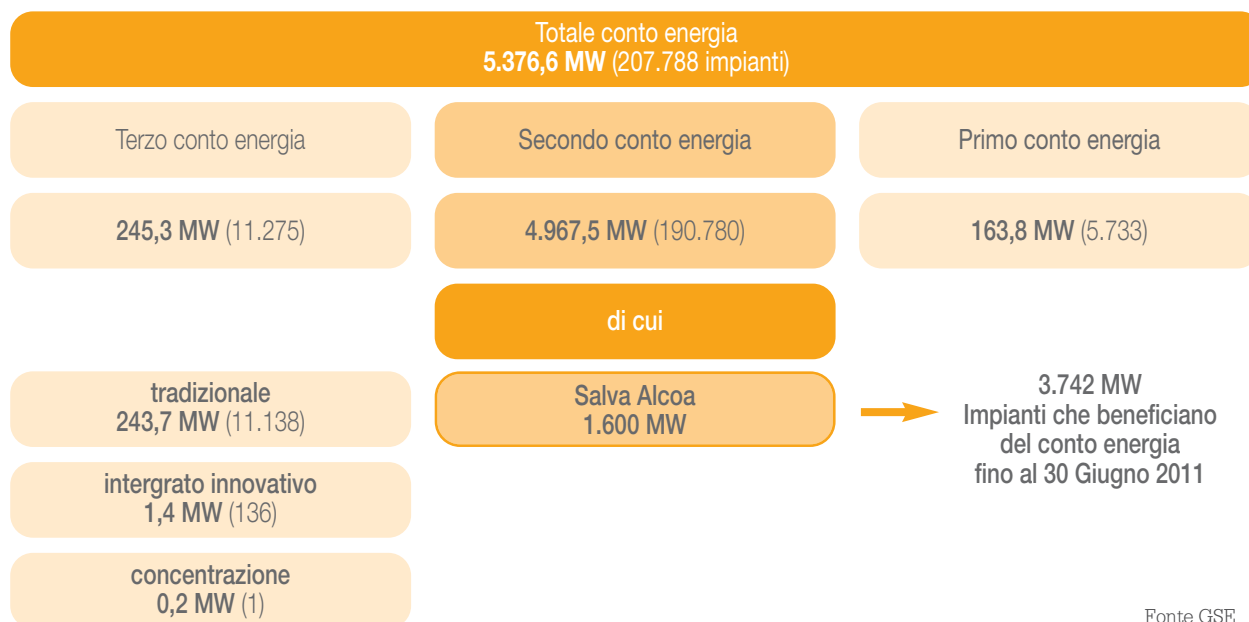
Complessivamente nel nostro Paese sono stati incentivati impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di circa 5,4 GW. Di questi, solo 164 MW sono riconducibili al primo conto energia mentre ben 5 GW sarebbero stati realizzati grazie al secondo conto energia che, sebbene sostituito dal 1° gennaio 2011 dal terzo conto, è ancora valido per tutti quegli impianti che hanno comunicato la fine lavori entro il 31 dicembre 2010 e che entreranno in esercizio entro il 30 giugno 2011 (come previsto dalla c.d. legge salva Alcoa). Questa deroga che interessa impianti per circa 3.700 MW di potenza sono tutt'ora in fase di allaccio e di riconoscimento dell'incentivo: questo il motivo per cui ancora oggi il dato sugli impianti incentivati dal secondo conto energia non è definitivo. Proprio a causa del notevole impatto causato dalla quantità di im-

pianti "salva Alcoa", il terzo conto energia (varato il 6 agosto 2010), che nelle intenzioni iniziali del Legislatore avrebbe dovuto incentivare il settore nel triennio 2011 - 2013, è stato repentinamente abrogato dal D. Lgs. 28/2011 e sostituito con Decreto Ministeriale 5 maggio 2011. Nel suo breve periodo di vita, il terzo conto energia ha permesso in ogni caso di installare ad oggi circa 250 MW in base ai dati provvisori di maggio forniti dal GSE.

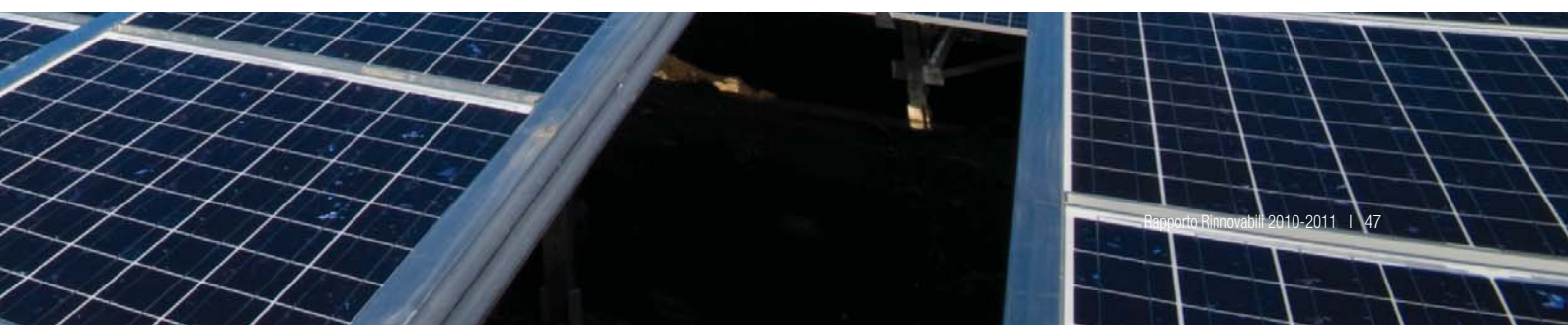
Nel 2010 solo tre regioni non sono riuscite almeno a raddoppiare la potenza installata rispetto all'anno precedente (Basilica, Molise e Liguria); tutte le altre regioni vedono un tasso di crescita a tre cifre, le più performanti sono state Valle d'Aosta, Veneto, Emilia Romagna, Sicilia, Friuli V. G. e Puglia. In termini di potenza installata le prime tre regioni sono ancora Puglia, Veneto e Lombardia con ottimi risultati anche per Lazio e Piemonte. Per quanto riguarda invece i primi mesi del 2011, spicca il dato dell'Umbria, unica regione ad aver già raddoppiato la potenza installata rispetto al 2010; seguono Sicilia, Piemonte e Abruzzo.

A maggio 2011 la Puglia è saldamente la regione con la maggior potenza installata: ben 945 MW, seguita da Lombardia (632 MW), Emilia Romagna (584 MW) e Veneto (509 MW). Per quanto riguarda invece la distribu-

IMPIANTI INCENTIVATI AL 23 MAGGIO 2011



Fonte GSE



DISTRIBUZIONE REGIONALE DELLA POTENZA INSTALLATA 2010 E 2011

REGIONE	MW INSTALLATI			TASSO DI CRESCITA %		QUOTA SU INSTALLATO NAZ. %	W/AB.	KW/KMQ
	31/12/2009	31/12/2010	24/05/2011	anno 2010	inizi 2011	24/05/2011		
LOMBARDIA	126,3	372	632,1	195	70	11,58	64,88	26,49
AOSTA	1	4,7	6,8	370	45	0,12	53,52	2,08
PIEMONTE	81,3	265,9	477	227	79	8,74	107,61	18,78
LIGURIA	7,8	14,9	22,6	91	52	0,41	13,99	4,17
VENETO	78,3	329,7	509,7	321	55	9,34	104,33	27,70
FRIULI V.G.	29,1	92,9	134,2	219	44	2,46	109,02	17,08
TRENTINO A. A.	63,7	169,8	201,9	167	19	3,70	198,20	14,84
EMILIA	95	364	584,4	283	61	10,71	134,15	26,04
TOSCANA	54,8	137,4	223,8	151	63	4,10	60,36	9,73
UMBRIA	33,9	73,3	151,1	116	106	2,77	168,97	17,87
LAZIO	85,1	244,3	360,8	187	48	6,61	64,12	20,93
MARCHE	62	184,3	310,2	197	68	5,69	199,95	33,12
ABRUZZO	24,3	67,2	120,4	177	79	2,21	90,21	11,19
MOLISE	8,5	15,9	28	87	76	0,51	87,28	6,31
CAMPANIA	31,7	84,4	129,4	166	53	2,37	22,26	9,52
PUGLIA	214,4	683,4	945,9	219	38	17,34	231,86	488,64
BASILICATA	29,2	49,7	88,7	70	78	1,63	150,19	8,87
CALABRIA	29,1	58,7	91,2	102	55	1,67	45,40	6,05
SICILIA	45,2	155,9	294,6	245	89	5,40	58,48	114,58
SARDEGNA	41,5	101,6	143,6	145	41	2,63	85,94	5,96
TOTALI	1142,2	3470	5456,4	187	61	100,00	102,54	43,50

LE REGIONI PIÙ VIRTUOSE W/AB.

REGIONE	W/AB.
PUGLIA	231,86
MARCHE	199,95
TRENTINO A. A.	198,20
UMBRIA	168,97
BASILICATA	150,19
EMILIA	134,15
FRIULI V.G.	109,02
PIEMONTE	107,61
VENETO	104,33
ABRUZZO	90,21
MOLISE	87,28
SARDEGNA	85,94
LOMBARDIA	64,88
LAZIO	64,12
TOSCANA	60,36
SICILIA	58,48
AOSTA	53,52
CALABRIA	45,40
CAMPANIA	22,26
LIGURIA	13,99
MEDIA	102,54

LE REGIONI PIÙ VIRTUOSE KW/KMQ

REGIONE	W/AB.
PUGLIA	48,86
MARCHE	33,12
VENETO	27,70
LOMBARDIA	26,49
EMILIA	26,04
LAZIO	20,93
PIEMONTE	18,78
UMBRIA	17,87
FRIULI V.G.	17,08
TRENTINO A. A.	14,84
SICILIA	11,46
ABRUZZO	11,19
TOSCANA	9,73
CAMPANIA	9,52
BASILICATA	8,87
MOLISE	6,31
CALABRIA	6,05
SARDEGNA	5,96
LIGURIA	4,17
AOSTA	2,08
MEDIA	16,35

zione regionale della potenza installata in rapporto a popolazione e superficie, c'è da notare l'ottimo risultato della Puglia che è saldamente al primo posto con 232 w/abitante e 49 kW/kmq; seguono rispettivamente Marche e Trentino entrambe con 200 w/abitante e ancora Marche con 33 kW/kmq e Veneto con 27 kW/kmq.

6.2 Il IV conto energia

Con il decreto 5 maggio 2011 l'Italia può contare sul quarto conto energia che regolerà il sistema incentivante per il settore fotovoltaico dal 1° giugno 2011 fino a tutto il 2016 con l'obiettivo di installare 23.000 MW ad un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi tra 6 e 7 miliardi. Il decreto introduce un periodo transitorio per gli anni 2011 e 2012 ed un nuovo meccanismo a regime per il quadriennio 2013 - 2016.

Oltre alle due tipologie impiantistiche già previste dal III conto energia (impianti su edificio e altri impianti) vengono introdotte le categorie di piccoli e grandi impianti. Si intendono piccoli impianti "impianti fotovoltaici realizzati su edifici che hanno una potenza non superiore a 1000 kW, gli altri impianti con potenza non superiore a 200 kW operanti in regime di scambio sul posto, gli impianti di potenza qualsiasi realizzati su edifici ed aree delle Amministrazioni pubbliche"; mentre tutti gli altri impianti sono definiti "grande impianto".

Di seguito sarà analizzato il nuovo regime incentivante trattando separatamente prima gli impianti solari fotovoltaici (Titolo II) e successivamente gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative (Titolo III) e gli impianti fotovoltaici a concentrazione (Titolo IV); in entrambi i casi si distinguerà tra periodo transitorio e periodo a regime.

Impianti solari fotovoltaici

Periodo transitorio 2011 - 2012

Grandi impianti

Questi impianti ottengono l'incentivo solo se sono stati iscritti in apposito registro in posizione tale da rientrare nei limiti di costo annuo descritti nella seguente tabella.

LIMITI DI COSTO PER GRANDI IMPIANTI

	1/06/2011 - 31/12/2011	1° SEMESTRE 2012	2° SEMESTRE 2012	TOTALE
LIMITE DI COSTO	300 ML€	150 ML€	130 ML€	580 ML€
OBIETTIVI INDICATIVI DI POTENZA	1.200 MW	770 MW	720 MW	2.690 MW

Piccoli impianti

Questi impianti sono ammessi all'incentivo senza limiti di costo annuo e quindi senza necessità di dover accedere ad alcun registro.

Sia per i grandi impianti che per i piccoli impianti la tariffa riconosciuta è quella vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto secondo le riduzioni programmate descritte nelle seguenti tabelle.

TARIFE FEED-IN PREMIUM (ESCLUSA LA VENDITA) PER L'ANNO 2011 (€/kWh)

kW	GIUGNO		LUGLIO		AGOSTO		SETTEMBRE		OTTOBRE		NOVEMBRE		DICEMBRE	
	Su edifici	altri	Su edifici	altri	Su edifici	altri	Su edifici	altri	Su edifici	altri	Su edifici	altri	Su edifici	altri
1 ≤ P ≤ 3	0,387	0,344	0,379	0,337	0,368	0,327	0,361	0,316	0,345	0,302	0,320	0,281	0,298	0,261
3 P ≤ 20	0,356	0,319	0,349	0,312	0,339	0,303	0,325	0,289	0,310	0,276	0,288	0,256	0,268	0,238
20 P ≤ 200	0,338	0,306	0,331	0,300	0,321	0,291	0,307	0,271	0,293	0,258	0,272	0,240	0,253	0,224
200 P ≤ 1000	0,325	0,291	0,315	0,276	0,303	0,263	0,298	0,245	0,285	0,233	0,265	0,210	0,246	0,189
1000 P ≤ 5000	0,314	0,277	0,298	0,264	0,280	0,250	0,278	0,243	0,256	0,223	0,233	0,201	0,212	0,181
P > 5000	0,299	0,264	0,284	0,251	0,269	0,238	0,264	0,231	0,243	0,212	0,221	0,191	0,199	0,172

TARIFE FEED-IN PREMIUM (ESCLUSA LA VENDITA) PER L'ANNO 2012 (€/kWh)

kW	1° SEMESTRE 2012		2° SEMESTRE 2012	
	impianti su edifici	altri impianti	impianti su edifici	altri impianti
1≤P≤3	0,274	0,240	0,252	0,221
3<P≤20	0,247	0,219	0,227	0,202
20<P≤200	0,233	0,206	0,214	0,189
200<P≤1000	0,224	0,172	0,202	0,155
1000<P≤5000	0,182	0,156	0,164	0,140
P>5000	0,171	0,148	0,154	0,133

Impianti solari fotovoltaici

Periodo a regime 2013 - 2016

Tutte le tipologie di impianti tradizionali (grandi e piccoli)

Dal 2013, ai fini dell'ottenimento dell'incentivo, sparisce ogni distinzione tra grandi e piccoli impianti. Obiettivi e costi indicativi valgono per qualsiasi tipologia impiantistica di tipo "tradizionale".

Il superamento dei costi indicativi riportati in tabella non limita l'accesso alle tariffe incentivanti ma determina una riduzione aggiuntiva delle stesse per il periodo successivo.

OBIETTIVI E COSTI INDICATIVI 2013-2016

	PRIMO SEMESTRE 2013	SECONDO SEMESTRE 2013	PRIMO SEMESTRE 2014	SECONDO SEMESTRE 2014	PRIMO SEMESTRE 2015	SECONDO SEMESTRE 2015	PRIMO SEMESTRE 2016	SECONDO SEMESTRE 2016	TOTALE
Costo indicativo	240 M€	240 M€	200 M€	200 M€	155 M€	155 M€	86 M€	86 M€	1.361 M€
Obiettivi indicativi di potenza	1.115 MW	1.225 MW	1.130 MW	1.300 MW	1.140 MW	1.340 MW	1.040 MW	1.480 MW	9.770 M

Dal 1° gennaio 2013 le tariffe assumono valore onnicomprensivo.

Il valore di vendita dell'energia elettrica prodotta ed immessa in rete viene incorporato nella tariffa incentivante e non costituisce più un ricavo ulteriore da sommare alla tariffa incentivante.

Sulla quota di energia autoconsumata è attribuita una tariffa specifica.

TARIFE ONNICOMPRESIVE (INCENTIVO + VENDITA) PER IL 1° SEMESTRE 2013 (€/kWh)

Intervallo di potenza (kW)	IMPIANTI SU EDIFICI		ALTRI IMPIANTI FOTOVOLTAICI	
	Tariffa onnicomprensiva	Tariffa autoconsumo	Tariffa onnicomprensiva	Tariffa autoconsumo
1<P<3	0,375	0,230	0,346	0,201
3<P<20	0,352	0,207	0,329	0,184
20<P<200	0,299	0,195	0,276	0,172
200<P<1000	0,281	0,183	0,239	0,141
1000<P<5000	0,227	0,149	0,205	0,127
P>5000	0,218	0,140	0,199	0,121

**RIDUZIONI PROGRAMMATE DELLE TARIFFE
PER I SEMESTRI SUCCESSIVI (€/kWh)**

	1° SEMESTRE	2° SEMESTRE
2013		9%
2014	13%	13%
2015	15%	15%
2016	30%	30%

Le tariffe di ciascun semestre possono tuttavia essere ulteriormente ridotte in funzione dell'effettivo costo imputabile al periodo di osservazione (ovvero i 6 mesi antecedenti rispettivamente il 1° maggio per il 1° semestre di ciascun anno e il 1° novembre per il 2° semestre di ciascun anno).

Impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative Impianti fotovoltaici a concentrazione

Periodo transitorio 2011 – 2012

Per entrambe queste tipologie impiantistiche nel periodo transitorio si applicano le riduzioni tariffarie programmate riportate nelle seguenti tabelle.

TARIFFE FEED-IN PREMIUM (ESCLUSA LA VENDITA) PER GLI IMPIANTI CHE ENTRANO IN ESERCIZIO DAL 1° GIUGNO 2011 (€/kWh)

INNOVATIVI	2011	2012	
	1° giugno - 31 dicembre	1° semestre	2° semestre
Intervallo di potenza	tariffa	tariffa	tariffa
1≤P≤2	0,427	0,418	0,410
20 kW<P≤200 kW	0,388	0,380	0,373
P>200 kW	0,359	0,352	0,345

A CONCENTRAZIONE	2011	2012	
	1° giugno - 31 dicembre	1° semestre	2° semestre
Intervallo di potenza	tariffa	tariffa	tariffa
1≤P≤200	0,359	0,352	0,345
200 kW<P≤1000 kW	0,310	0,304	0,298
P>1000 kW	0,272	0,266	0,261

Periodo a regime 2013 - 2014

Come per gli impianti "tradizionali", il periodo a regime prevede l'individuazione di costi indicativi il cui superamento non limita l'accesso alle tariffe incentivanti, ma determina una riduzione aggiuntiva delle stesse per il periodo successivo con identico meccanismo adottato per gli impianti tradizionali.

COSTI ED OBIETTIVI INDICATIVI

INNOVATIVI	1° SEMESTRE 2013	2° SEMESTRE 2013	1° SEMESTRE 2014	2° SEMESTRE 2014
Livelli di costo indicativi	22 ML€	30 ML€	37 ML€	44 ML€
Obiettivi indicativi di potenza	50 MW	70 MW	90 MW	110 MW
A CONCENTRAZIONE	1° SEMESTRE 2013	2° SEMESTRE 2013	1° SEMESTRE 2014	2° SEMESTRE 2014
Livelli di costo indicativi	19 ML€	26 ML€	32 ML€	38 ML€
Obiettivi indicativi di potenza	50 MW	70 MW	90 MW	110 MW

TARIFE ONNICOMPRESIVE (INCENTIVO + VENDITA) DAL 1° SEMESTRE 2013

INNOVATIVI			A CONCENTRAZIONE		
INTERVALLO DI POTENZA	TARIFFA ONNICOMPRESIVA	TARIFFA PREMIO SULL'AUTOCONSUMO	INTERVALLO DI POTENZA	TARIFFA ONNICOMPRESIVA	TARIFFA PREMIO SULL'AUTOCONSUMO
1 ≤ P ≤ 20	0,543	0,398	1 ≤ P ≤ 200	0,437	0,334
20 kW < P ≤ 200 kW	0,464	0,361	200 kW < P ≤ 1000 kW	0,387	0,289
P > 200 kW	0,432	0,334	P > 1000 kW	0,331	0,253

Le riduzioni programmate per i semestri successivi sono pari al 3% per il 2° semestre 2013 e del 4% per ciascuno dei due semestri del 2014. Le tariffe di ciascun semestre possono tuttavia essere ulteriormente ridotte in funzione dell'effettivo costo imputabile al periodo di osservazione (ovvero i 6 mesi antecedenti rispettivamente il 1° maggio per il 1° semestre di ciascun anno e il 1° novembre per il 2° semestre di ciascun anno).

A decorrere dal 2015 questi impianti accedono alle tariffe previste per gli impianti tradizionali concorrendo alla formazione dei livelli di costo e degli obiettivi indicativi di potenza.

6.3 Iscrizione al registro per i grandi impianti

I grandi impianti che entrano in esercizio entro il 31 agosto 2011 accedono direttamente alle tariffe incentivanti. Per l'ultimo quadrimestre 2011 e l'anno 2012, i grandi impianti accedono alle tariffe incentivanti se:

- 1) l'impianto è stato iscritto nell'apposito registro in posizione tale da rientrare nei limiti specifici di costo annuo definiti nelle tabelle precedenti;
- 2) la certificazione di fine lavori dell'impianto perviene al GSE entro sette mesi dalla data di pubblicazione della graduatoria (nove mesi per impianti di potenza superiore a 1 MW).

Per l'anno 2011, le domande di iscrizione devono pervenire al GSE dal 20 maggio al 30 giugno 2011. Nel caso di ulteriore disponibilità nell'ambito del limite di costo 2011, il periodo per l'iscrizione al registro è riaperto dal 15 settembre al 30 settembre 2011.

Per il primo semestre 2012, le domande di iscrizione devono pervenire al GSE dal 1 al 30 novembre 2011. Anche in questo caso il periodo per l'iscrizione può essere riaperto dal 1 al 31 gennaio 2012.

Per il secondo semestre 2012, il periodo per l'iscrizione decorre dal 1 al 28 febbraio 2012 con eventuale riapertura dal 1 al 31 maggio.

Il GSE comunica la graduatoria degli impianti iscritti al registro entro 15 giorni dalla chiusura dei termini secondo i criteri di priorità da applicare in ordine gerarchico:

- a) impianti entrati in esercizio alla data di presentazione della richiesta di iscrizione;
- b) impianti per i quali sono stati terminati i lavori di realizzazione;
- c) precedenza della data del pertinente titolo autorizzativo
- d) minore potenza dell'impianto;
- e) precedenza della data della richiesta di iscrizione al registro.

La graduatoria non è soggetta a scorrimento fatto salvo cancellazioni operate dal GSE di impianti che entrano in esercizio entro il 31 agosto 2011. Eventuali risorse liberate a seguito di rinunce o decadenze sono allocate sul primo periodo utile successivo.

L'impianto che non presenta in tempo la certificazione di fine lavori (sette o nove mesi dalla data di pubblicazione della graduatoria) perde il diritto all'incentivo; l'eventuale tariffa incentivante ottenuta in un periodo successivo verrà ridotta del 20%.

Chi non rientra in graduatoria 2011 in posizione tale da ottenere l'incentivo, dovrà inoltrare nuova richiesta per l'ottenimento delle tariffe 2012.

La **certificazione di fine lavori** (con perizia asseverata) deve essere comunicata al GSE e verificata dal gestore di rete entro 30 giorni dalla comunicazione.

In tutti i casi, entro 15 giorni solari dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, il soggetto responsabile è tenuto a far pervenire al GSE la richiesta di concessione della pertinente tariffa incentivante. Eventuali ritardi comportano il mancato riconoscimento delle tariffe per il periodo intercorrente tra l'entrata in esercizio e l'effettivo

tiva comunicazione al GSE.

Il GSE è tenuto ad erogare la tariffa spettante entro 120 giorni dalla data di ricevimento della richiesta.

6.4 Un nuovo mondo per il fotovoltaico italiano

L'anno 2010 sarà ricordato come quello in cui sono stati realizzati impianti per oltre 6.000 MW di potenza, ma è stato soprattutto l'anno in cui sono esplose tutte le contraddizioni del settore. A quel risultato si è arrivati indubbiamente grazie alla sensibile riduzione del costo della tecnologia a parità di incentivo ma soprattutto ad un'operazione di bypass normativo che ha consentito di superare l'imbuto delle procedure di connessione alla rete, causando tuttavia effetti collaterali distorsivi per il mercato fotovoltaico. La norma in questione è quella contenuta nella Legge n. 129/2010 (c.d. salva-Alcoa) entrata in vigore ad agosto 2010. Pensata per tutelare gli interessi di tutti coloro che erano in attesa di connessione alla rete e rischiavano di perdere il riconoscimento della tariffa incentivante del 2010, questa norma ha finito per ingenerare una corsa frenetica alla costruzione degli impianti a ridosso di fine anno permettendo anche comportamenti fraudolenti non sempre accertabili. Il GSE ha registrato più di 50.000 richieste per un totale di 3,7 GW di potenza installata.

Quando il 24 gennaio 2011, in audizione presso la X

Commissione del Senato, il GSE ha reso pubblici per la prima volta questi numeri, il danno era già stato fatto. Dopo poco più di un mese, il decreto legislativo di attuazione della Direttiva 2009/28/CE (D. Lgs. 28/2011) sanciva l'interruzione del terzo conto energia e preannunciava modifiche drastiche al quadro di incentivazione del settore.

Per gli impianti fotovoltaici, soprattutto per quelli a terra, era il segnale che qualcosa sarebbe cambiato, in peggio. Con il quarto conto energia, le tariffe incentivanti iniziano di nuovo a decrescere già a partire da giugno e tra meno di un anno oscilleranno intorno a valori tra il 30% ed il 46% in meno rispetto a quelle in vigore a maggio. Oltre alle disposizioni del quarto conto energia che puntano a disincentivare la realizzazione di grandi impianti a terra, non va dimenticato quanto prescritto dall'art. 10 del D. Lgs. 28/2011, che limita in area agricola l'accesso alle tariffe incentivanti agli impianti di potenza non superiore a 1 MW su terreno dieci volte più grande di quello necessario ad occupare l'impianto stesso.

Sotto questo aspetto, il quarto conto energia, ed in particolare il periodo transitorio, tenta di indirizzare il mercato verso la realizzazione di impianti di taglia medio - piccola preferibilmente su edificio.

Nel giro di pochi mesi è stato possibile rimettere in dubbio le certezze dell'estate e gettare un'ombra sulle iniziative avviate su affidamento di un quadro normativo appena approvato.

DECREMENTO DELLE TARIFFE RISPETTO A QUELLE PREVISTE DAL TERZO CONTO ENERGIA, SECONDO QUADRIMESTRE

Δ IV CE SU III CE 2q								
	GIUGNO 2011		LUGLIO 2011		AGOSTO 2011		SETTEMBRE 2011	
Intervallo di potenza	Impianti su edifici	Altri impianti	Impianti su edifici	Altri impianti	Impianti su edifici	Altri impianti	Impianti su edifici	Altri impianti
kW	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
1<P<3	-1,0%	-0,9%	-3,1%	-2,9%	-5,9%	-5,8%	-7,7%	-8,9%
<P<20	-1,1%	-0,9%	-3,1%	-3,1%	-5,8%	-5,9%	-9,7%	-10,2%
20<P<200	-0,9%	-1,0%	-2,9%	-2,9%	-5,9%	-5,8%	-10,0%	-12,3%
200<P<1000	-3,0%	-4,0%	-6,0%	-8,9%	-9,6%	-13,2%	-11,0%	-19,1%
1000<P<5000	-4,0%	-4,2%	-8,9%	-8,7%	-14,4%	-13,5%	-15,0%	-15,9%
P>5000	-3,9%	-4,0%	-8,7%	-8,7%	-13,5%	-13,5%	-15,1%	-16,0%
MEDIA (all plants)	-2,4%		-5,6%		-9,4%		-12,6%	

DECREMENTO DELLE TARIFFE RISPETTO A QUELLE PREVISTE DAL TERZO CONTO ENERGIA, SECONDO QUADRIMESTRE

Δ IV CE SU III CE 2q											
	OTTOBRE 2011		NOVEMBRE 2011		DICEMBRE 2011		I SEMESTRE 2012		II SEMESTRE 2012		
Intervallo di potenza	Impianti su edifici	Altri impianti	Impianti su edifici	Altri impianti	Impianti su edifici	Altri impianti	Impianti su edifici	Altri impianti	Impianti su edifici	Altri impianti	
kW	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	
1<P<3	-11,8%	-13,0%	-18,2%	-19,0%	-23,8%	-24,8%	-29,9%	-30,8%	-35,5%	-36,3%	
3<P<20	-13,9%	-14,3%	-20,0%	-20,5%	-25,6%	-26,1%	-31,4%	-32,0%	-36,9%	-37,3%	
20<P<200	-14,1%	-16,5%	-20,2%	-22,3%	-25,8%	-27,5%	-31,7%	-33,3%	-37,2%	-38,8%	
200<P<1000	-14,9%	-23,1%	-20,9%	-30,7%	-26,6%	-37,6%	-33,1%	-43,2%	-39,7%	-48,8%	
1000<P<5000	-21,7%	-22,8%	-28,7%	-30,4%	-35,2%	-37,4%	-44,3%	-46,0%	-49,8%	-51,6%	
P>5000	-21,9%	-22,9%	-28,9%	-30,5%	-36,0%	-37,5%	-45,0%	-46,2%	-50,5%	-51,6%	
MEDIA (all plants)	-17,6%		-24,2%		-30,3%		-37,3%		-42,9%		

6.5 Prospettive

Dopo la fase di incertezza durata due mesi, numerosi investitori hanno visto cambiare le carte in tavola ed oggi sono costretti a riconsiderare diversi progetti su cui avevano già investito. Il metodo adottato dal Governo potrà quindi aprire la strada a vari ricorsi per far valere diritti acquisiti o il legittimo affidamento che molti investitori hanno avuto nei confronti del terzo conto energia.

Detto questo, il quarto conto energia non rappresenta la fine del settore, presumibilmente il fotovoltaico continuerà a crescere ed ad essere un buon investimento nei prossimi anni. Probabilmente cambieranno i protagonisti o comunque le loro scelte strategiche. È in dubbio per esempio che il quarto conto predilige la realizzazione di piccoli impianti possibilmente su edificio. I grandi impianti a terra subiranno dei tagli tariffari molto più significativi ma, soprattutto, dovranno passare attraverso il meccanismo del registro impianti che limita la potenza incentivabile a circa 2.500 MW nel periodo transitorio 2011 – 2012.

Operativamente, gli elementi di incertezza sono ancora molti ed il loro chiarimento è di vitale importanza in quanto vanno spesso a condizionare l'esito di progetti già in fase di realizzazione e che rischiano di dover essere modificati o addirittura abbandonati.

Il più clamoroso riguarda indubbiamente l'individuazione

corretta della tariffa riconosciuta. Il quarto conto riconosce testualmente la tariffa incentivante spettante vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto (art. 6 comma 4) senza ulteriori precisazioni. La conseguenza più immediata è che gli impianti entrati in esercizio nel 2011 o 2012 ma esclusi dalle graduatorie del GSE potrebbero chiedere a gennaio 2013 la tariffa vigente alla data di entrata in esercizio. Ovviamente una simile ipotesi annullerebbe lo sforzo complessivo del decreto che punta a contenere i costi fissando un limite massimo di spesa per il periodo transitorio. Allo scopo di colmare questo possibile vuoto normativo, il GSE è corso ai ripari introducendo nelle regole tecniche per l'iscrizione al registro una "data convenzionale" di entrata in esercizio per la determinazione della spettante tariffa. Elemento, questo, su cui sarebbe necessario fare chiarezza.

Altro aspetto da chiarire, soprattutto per quanto riguarda la realizzazione di impianti su edificio, è la norma che considera unico impianto più impianti fotovoltaici realizzati da un unico (o supposto tale) soggetto responsabile localizzati nella medesima particella catastale o su particelle catastali contigue.

È invece incoraggiante il riconoscimento di un premio del 10% sulla tariffa spettante agli impianti che utilizzano componenti realizzati essenzialmente all'interno dell'Unione Europea. Se da un lato questa norma potrebbe valorizzare una filiera italiana del fotovoltaico è

ancora molto nebuloso il come fare ad identificare l'origine delle varie componenti (diverse dal lavoro) che concorrono al costo complessivo dell'investimento. Anche su questo fronte il GSE è chiamato a dare risposte chiare nel più breve tempo possibile.

Per quanto riguarda invece il prossimo futuro, il meccanismo di riduzione delle tariffe che entrerà in vigore dal 2013 presenta più di un elemento critico. In primo luogo questo meccanismo guarda al modello tedesco, ma di certo non lo è. In Germania la riduzione della tariffa è determinata in funzione di quanta potenza viene installata in un dato periodo di tempo. Il modello italiano, invece, opera un taglio fisso programmato che può solo aumentare se vengono superati i limiti indicativi di costo. Un simile modello non è in grado di adattarsi rapidamente all'andamento del mercato; un errore di valutazione fatto oggi sul 2013 o sul 2014 renderà indispensabile rimettere mano al decreto con tutte le incognite ed i ritardi appena sperimentati. Il regime

che entrerà in vigore dal 2013 prevede inoltre il passaggio dall'incentivo alla produzione (feed-in premium) ad una tariffa onnicomprensiva che include anche il valore di vendita dell'energia immessa in rete. Sembra strano che mentre si parla a gran voce di grid parity si voglia trasformare i produttori di energia elettrica da fonte rinnovabile in semplici percettori di incentivo senza offrire loro la possibilità di cimentarsi da subito con le logiche di un mercato libero.

Molti sarebbero gli elementi ancora da affrontare, tuttavia oggi pare prioritario mantenere viva l'attenzione e l'impegno di tutte le istituzioni competenti (a cominciare dai Ministeri fino all'Autorità per l'energia elettrica e il gas e al GSE) per avere garantite l'applicazione di norme certe e possibilmente non discriminatorie; laddove c'è poca chiarezza si spera che il forte interesse che suscita ancora il settore possa essere da stimolo a tutti i soggetti coinvolti per garantire certezze e prospettive di lungo periodo.

07

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia: l'idroelettrico



7.1 Stato dell'Arte

Dati di produzione

Anche per il 2010 si conferma l'ottima performance di tutto il settore delle rinnovabili, trainato ancora una volta dall'idroelettrico. Secondo i primi dati provvisori pubblicati da TERNA, nel 2010 sono stati prodotti circa 53.770 GWh da fonte idroelettrica di cui 50.580 GWh imputabili agli apporti naturali. I dati a consuntivo per il 2009 hanno confermato la straordinarietà dell'annata, che ha fatto registrare il valore record di 49.138 GWh da idroelettrico rinnovabile, il più alto degli ultimi 10 anni.

L'eccezionale performance della produzione idroelettrica delle ultime tre annate (2008-2009-2010), determinata dalle particolari condizioni di idraulicità verificatesi, contribuirà a bilanciare, nella formula di normalizzazione prevista dalla Direttiva 28/2009, le scarse produzioni registrate nel 2005, 2006 e 2007, annate particolarmente critiche per il settore.

Si segnala che, per quanto riguarda il contributo degli impianti a pompaggio misto¹ alla produzione rinnova-

bile, a valle di un lungo confronto tra gli esperti è stato raggiunto un accordo tra i Paesi Membri: per ciascun impianto di questo tipo, nella formula di normalizzazione saranno computati il valore complessivo di potenza installata e la sola quota parte di energia prodotta imputabile agli apporti naturali.

$$Q_{N(norm)} = C_N * \left[\sum_{i=N-14}^N \frac{Q_i}{C_i} \right] / 15$$

dove:

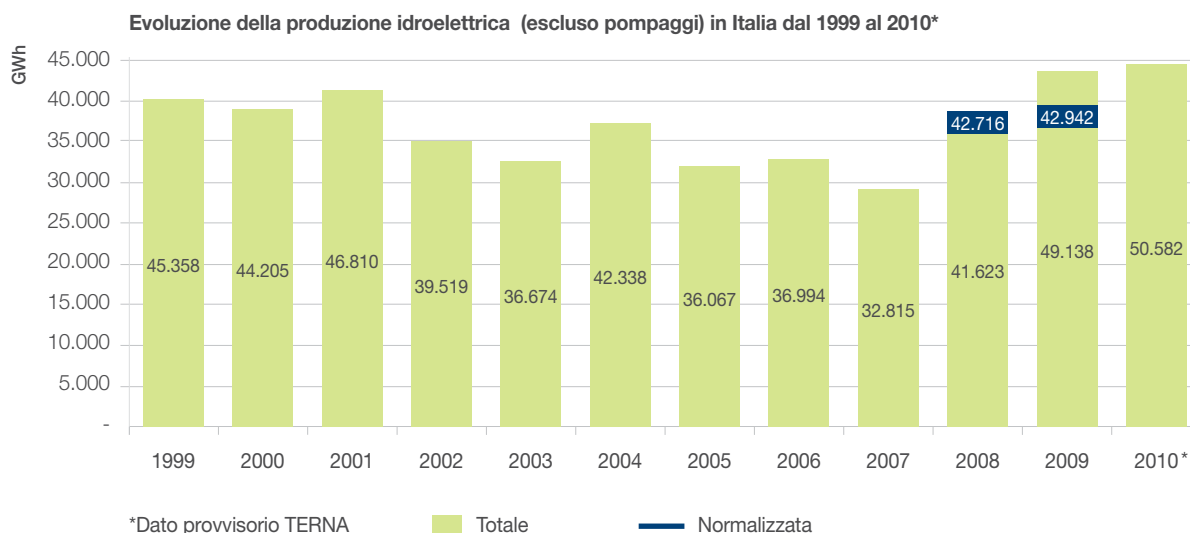
N = anno di riferimento;

$Q_{N(norm)}$ = elettricità normalizzata generata da tutte le centrali idroelettriche dell'Italia nell'anno N , a fini di computo;

Q_i = quantità di elettricità, in GWh, effettivamente generata nell'anno i da tutte le centrali idroelettriche dell'Italia, **escludendo la produzione imputabile al pompaggio**;

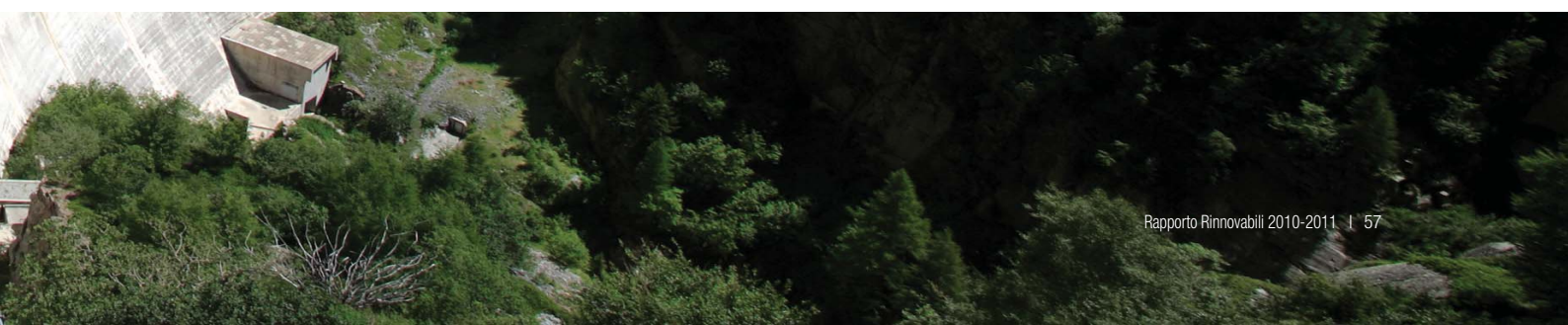
C_i = potenza totale installata, **al netto dell'accumulazione per pompaggi**, misurata in MW, di tutte le centrali idroelettriche dell'Italia alla fine dell'anno i .

Figura 1 - Produzione idroelettrica rinnovabile dal 1999 al 2010. Elaborazione APER su dati GSE e TERNA



¹ Si definiscono impianti di pompaggio misto quelli in cui gli apporti naturali che alimentano il serbatoio siano in media superiori al 5% del volume d'acqua mediamente turbinata in un anno.

L'imputazione del contributo degli impianti a pompaggio misto ai fini della normalizzazione è stata oggetto di una lunga concertazione in merito alle modalità con cui tener conto della potenza di questi impianti: le metodologie proposte prevedevano che si tenesse conto della totale potenza installata degli impianti di pompaggio oppure che venissero conteggiate frazioni di potenze virtualmente imputabili ai soli apporti naturali.



Nuove installazioni

Una delle critiche che più spesso viene mossa al mondo dell'idroelettrico è che i nuovi incentivi stanno scatenando una corsa all'oro blu. Le amministrazioni pubbliche locali lamentano l'enorme mole di nuove domande di concessione per acqua pubblica a scopo idroelettrico che si stanno accumulando nei loro uffici e che possono arrivare anche a 350 per provincia all'anno.

C'è da chiedersi quante di queste domande trovano accogliamento e si traducono poi nell'effettiva realizzazione di un impianto? Secondo i dati pubblicati da TERNA e GSE, tra fine 2008 e fine 2009 si rileva un incremento netto di 65 impianti, a cui corrisponde una capacità complessiva installata pari a 98 MW. Cresce soprattutto il numero di installazioni di taglia molto piccola: 47 dei nuovi impianti hanno potenza inferiore a 1 MW, 17 compresa tra 1 e 10 MW e solo uno supera i 10 MW.

In particolare, il 77% dei nuovi impianti è ubicato nelle regioni settentrionali: Trentino Alto Adige e Piemonte in testa con 12 nuovi impianti, seguiti da Lombardia con 10, Veneto con 8, Toscana con 6, Emilia Romagna con 5, mentre nella maggior parte delle altre regioni italiane si rileva un incremento di 1 o 2 nuovi impianti.

Nel grafico in figura 2 sono rappresentate le variazioni annuali del parco impianti italiano in relazione al numero e alle potenze complessive installate. Il numero di impianti, diviso per classi, deriva dal bilancio tra i nuovi impianti entrati in esercizio ed eventuali impianti dismessi, ad esempio a causa di insostenibili aumenti del DMV. Il

valore della potenza installata tiene conto non solo del bilancio tra impianti nuovi e dismessi, ma anche degli aumenti di capacità imputabili agli interventi di potenziamento e rifacimento.

La sostanziale discordanza tra i numeri relativi alle nuove domande di concessione depositate presso gli enti locali e il reale incremento di impianti che si rileva è causato dall'elevato "tasso di mortalità" delle richieste presentate, a cui concorrono sia i dinieghi opposti dagli enti e giustificati sulla base di vincoli ambientali, sia l'elevato numero di domande in concorrenza che si trovano a competere per uno stesso sito, con l'inevitabile conseguenza che uno solo dei concorrenti potrà, eventualmente, realizzare l'impianto.

Incentivazione

Nei rapporti statistici 2009 del GSE sulle fonti rinnovabili è stata introdotta una nuova sezione dedicata agli incentivi, da cui è possibile ricavare delle informazioni sul reale ammontare delle incentivazioni riconosciute alle FER e sulla loro distribuzione tra le diverse fonti. Per quanto riguarda il comparto idroelettrico, è interessante notare che solo il 35% dell'energia elettrica fonte idraulica prodotta nel nostro paese viene incentivata in qualche modo, con la Tariffa Onnicomprensiva, con i certificati verdi o con il CIP6. Questo dato conferma il fatto che si tratta di una tecnologia affidabile ed economicamente sostenibile nel lungo periodo.

Figura 2 - Numero di impianti idroelettrici e potenza divisi per classi dal 2005 al 2009. Elaborazione APER su dati GSE

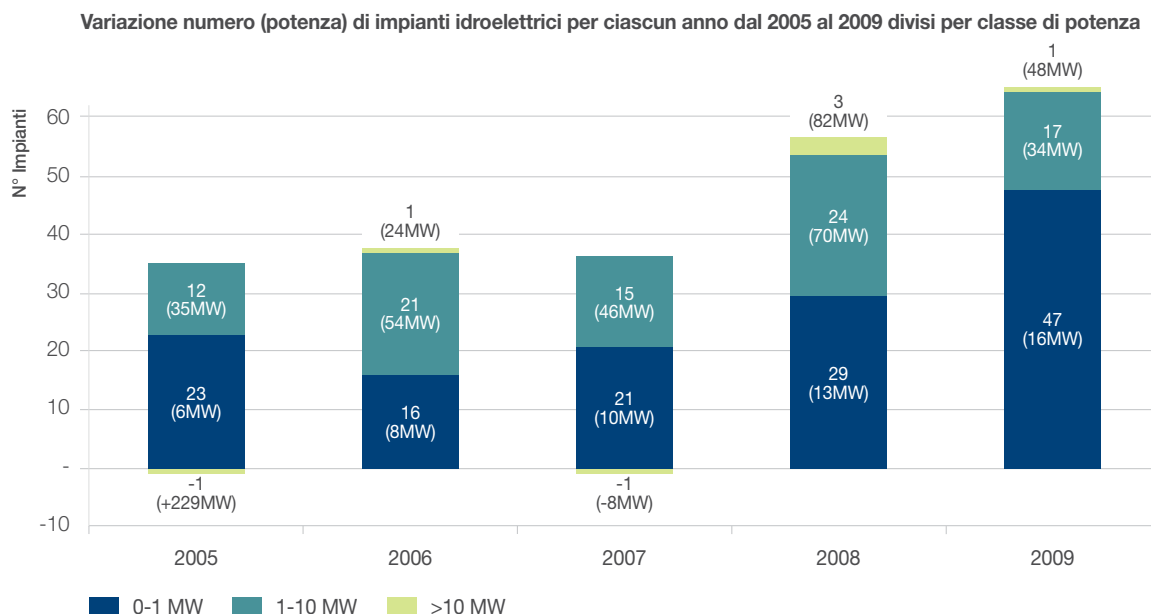
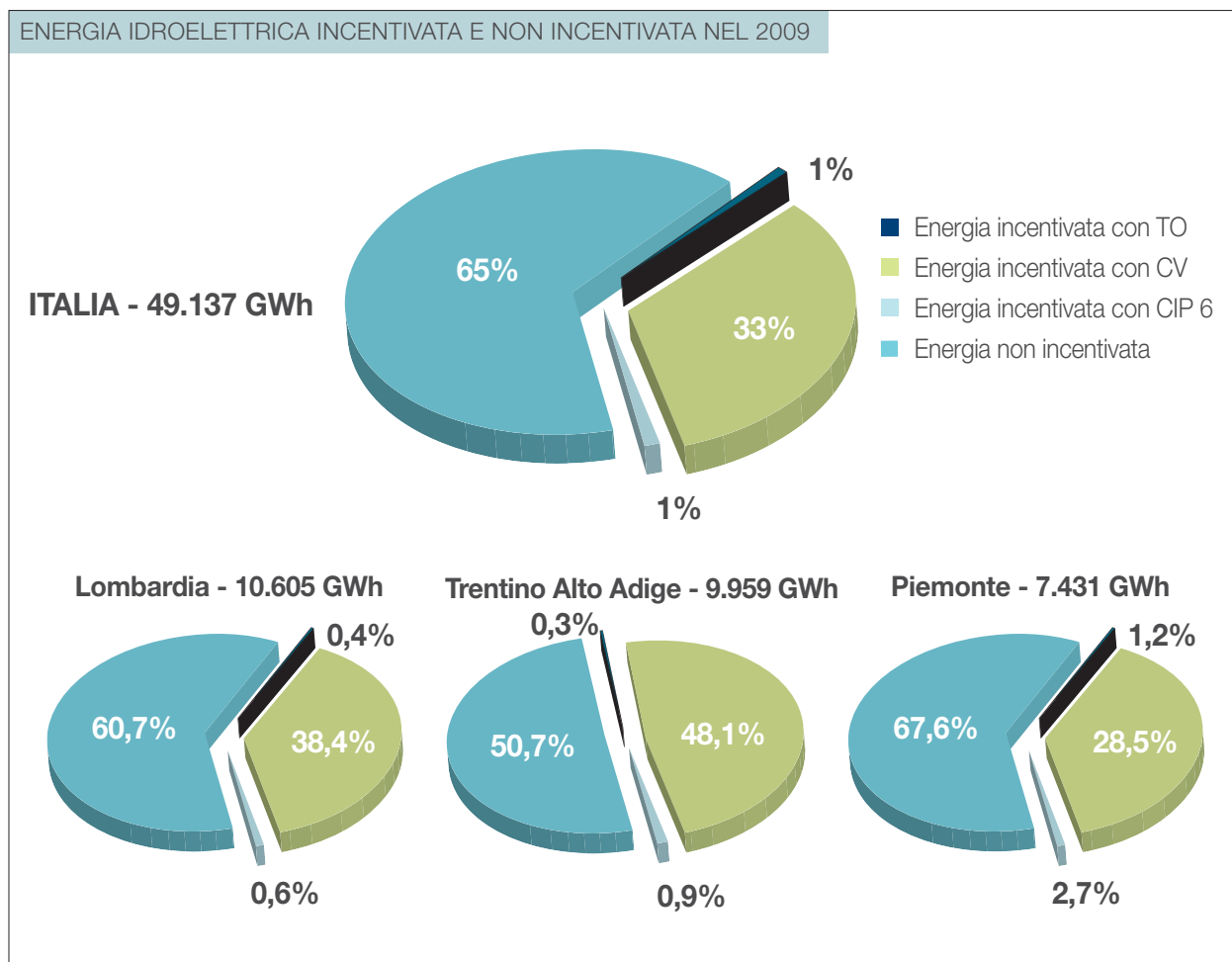


Figura 3 - Energia idroelettrica incentivata divisa per tipologia di incentivo. Elaborazione APER su dati GSE



Nel settore idroelettrico al meccanismo di incentivazione possono essere riconosciute due funzioni fondamentali. Innanzitutto serve a recuperare i costi di investimento iniziale, che per la tecnologia idroelettrica sono decisamente elevati, per la complessità delle opere civili da realizzare che devono integrarsi nell'ambiente e al tempo stesso garantire condizioni di sicurezza.

In secondo luogo serve ad attrarre i produttori a investire in un settore che negli ultimi anni sta fronteggiando notevoli difficoltà, sia per la complessità degli iter autorizzativi, che possono richiedere anni di estenuante e spesso vana attesa, sia per le ambiziose sfide che i nuovi vincoli ambientali stanno imponendo all'evoluzione della tecnologia.

Non bisogna infine dimenticare che gli incentivi in questi anni hanno consentito l'utilizzo di risorse marginali un tempo non sfruttate, come nel caso degli impianti a bas-

sissimo salto, realizzati anche sulle reti irrigue. In questo contesto, in particolare, si è innescato un circolo virtuoso che ha alimentato la ricerca e lo sviluppo di nuove tecnologie, ridando vivacità e forza a questo settore, in cui l'Italia ha sempre vantato una tradizione di eccellenza.

L'incentivo è inoltre servito alla rivitalizzazione di molte vecchie centrali, grazie agli interventi di rifacimento e potenziamento, il dato nel grafico mette in luce come sia necessario continuare ad incentivare gli interventi di recupero e rifacimento per gli impianti idroelettrici esistenti, su cui c'è ancora tanto da poter fare. Ciò, oltre a conservare l'attuale produzione e a recuperarne di nuova tramite l'efficientamento dei sistemi, assicurerà un futuro alle aziende italiane impegnate nel settore, creando di fatto uno stabile mercato interno che è fondamentale per conservare, far crescere ed esportare capacità, competenze ed esperienza fuori dal paese.

Una lettura congiunta dei dati relativi al numero di domande depositate e il numero di impianti che effettivamente entrano in funzione ogni anno e la forte presenza di impianti senza sostegno economico sul mercato mostra che la principale barriera alla crescita del settore non sono gli incentivi, ma le autorizzazioni. L'incentivazione attuale, tra le più alte in Europa, sta suscitando gli appetiti di molti enti locali, che hanno iniziato a concorrere con gli imprenditori privati per la realizzazione di nuove centrali idroelettriche. Ciò mette in una spiacevole situazione in cui è potenzialmente a rischio la libera concorrenza: quando le barriere sono, come in questo caso, di tipo amministrativo è facile pensare che quando la pubblica amministrazione sia allo stesso tempo soggetto concedente e aggiudicatario, abbia un intrinseco vantaggio rispetto a tutti gli altri competitor. È necessario per scongiurare questo rischio che la concorrenza tra pubblico e privato in ambito idroelettrico venga disciplinata, per riportare tutti i soggetti a concorrere avendo le medesime condizioni di partenza.

7.2 Il futuro del settore

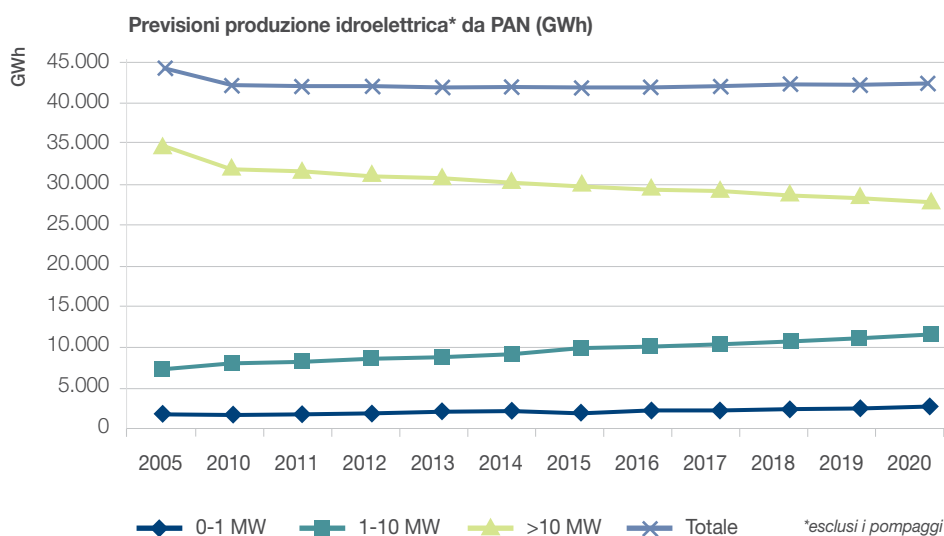
Previsioni di crescita al 2020

Secondo quanto previsto dall'art. 4 della Direttiva 2009/28/CE, a giugno 2010 l'Italia ha inviato alla Commissione Europea il proprio Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili (PAN).

Per la fonte idroelettrica, il PAN prevede che la produzione complessiva resti sostanzialmente costante rispetto ai livelli attuali, attestandosi al 2020 attorno a un valore normalizzato di circa 42.000 GWh². Questo andamento piatto della curva di produzione non va però interpretato come un completo congelamento del settore per i prossimi dieci anni. In realtà un qualche elemento di vitalità del settore emerge se si fa riferimento alla produzione assegnata a ciascuna classe di potenza. Il grafico in figura 4 mostra, infatti, come a fronte di un costante e sostanziale calo di produzione dei grandi impianti idroelettrici perlopiù a serbatoio, dovuto alla concomitanza di diversi fattori (applicazione progressiva di tutte le componenti del DMV, applicazione dei nuovi piani di gestione degli invasi, progressivo interrimento degli invasi, gestione degli eventi estremi quali piene o siccità), corrisponda una parallela crescita del comparto relativo ai piccoli impianti. Il futuro dunque sembra essere degli impianti di taglia inferiore ai 10 MW e ciò trova riscontro già ora, a livello politico, in un sistema di incentivi che premia maggiormente questa taglia di impianti, con particolare riguardo a quelli di potenza inferiore a 1 MW.

APER ritiene che a fronte di questo vistoso calo di produzione prospettato per i grandi impianti a bacino e serbatoio, sia necessario attuare politiche di sostegno e di incentivazione volte ad migliorare l'efficienza nella gestione e nella manutenzione degli invasi.

Figura 4 - Previsioni produzione idroelettrica da Piano Energetico Nazionale. Elaborazione APER su dati PAN



² Il valore normalizzato della produzione idroelettrica nel PAN considera nella formula le frazioni di potenze degli impianti di pompaggio virtualmente imputabili ai soli apporti naturali.

7.3 Le principali problematiche legate al settore

Canoni

A seguito del decentramento delle funzioni amministrative e della gestione del demanio idrico attuato con la riforma Bassanini (D. Lgs. 112/98), la determinazione dell'ammontare del canone demaniale per l'utilizzo delle acque pubbliche spetta alle regioni e alcune regioni hanno ulteriormente delegato questa competenza alle province. L'aggiornamento dei canoni viene

attuato dalle singole regioni in modo eterogeneo, in taluni casi tramite apposite delibere o regolamenti, in altri semplicemente applicando in modo automatico il tasso di inflazione programmato.

Dal 2006 APER si è presa l'impegno di raccogliere e monitorare nel tempo i valori dei canoni demaniali di concessione ad uso idroelettrico che le singole regioni aggiornano di anno in anno. È possibile trovare l'archivio storico dei dati raccolti al link: www.aper.it

Di seguito si riportano i valori dei canoni per l'anno 2011.

Tabella 1 - Canoni uso idroelettrico ANNO 2011. Elaborazione APER

CANONI DEMANIALI PER L'UTILIZZO DELLE ACQUE PUBBLICHE - ANNO 2011		
REGIONE	IMPORTO	NORMATIVA DI RIFERIMENTO
ABRUZZO	14,40 €/kW	D.D. DC 2/2011
BASILICATA	34,98 €/kW*	D.G.R. 2628 DEL 30/12/2003
CALABRIA	COMPETENZA PROVINCIALE	COMPETENZA PROVINCIALE
CAMPANIA	N.P.	N.P.
EMILIA ROMAGNA	13,322 €/kW	D.G.R. 2326 DEL 22/12/2008
FRIULI VENEZIA GIULIA	13,46 €/kW	D.G.R. 2499 DEL 2/12/2010
LAZIO	N.P.	N.P.
LIGURIA	13,48 €/kW	D.G.R. 1182 DEL 15/10/2010
LOMBARDIA	14,68 €/kW	D.D.S. 12919 DEL 09/12/2010
MARCHE	14,39 €/kW	L.R. n.37 DEL 24/12/2008
MOLISE	35,03 €/kW	D.G.R. 1076 DEL 21/12/2010
PIEMONTE	27 €/kW	D.P.G.R. 19/R DEL 30/11/2010
PUGLIA	11,67 €/kW	N.P.
SARDEGNA	11,66 €/kW	D.G.R. n.14/13 DEL 13/05/2003
SICILIA	13,56 €/kW	D.D.G. 24/11/2009
TOSCANA	COMPETENZA PROVINCIALE	COMPETENZA PROVINCIALE
UMBRIA	14,88 €/kW	L.R. n.33 DEL 23/12/2004
VALLE D'AOSTA	13,36 €/kW (P<20kW) 13,56 €/kW (20<P<220kW) 13,75 €/kW (220<P<3.000kW) 14,02 €/kW (P>3.000kW)	D.G.R. 53 DEL 14/01/2011
VENETO	27,49 €/kW	D.G.R. 1475 DEL 25/05/2010
PROV. AUT. BOLZANO	9,65 €/kW (P<220kW) 11,95 €/kW (220<P<3.000kW) 27,15 €/kW (P>3.000kW)	L.P. 15 DEL 23/12/2010
PROV. AUT. TRENTO	16,92 €/kW	D.G.P. 2430 DEL 24/10/2010

*Canoni Basilicata: con sentenza n. 1/2009 il TSAP ha sancito l'illegittimità della DGR n. 2628/2003. La Regione Basilicata ha promosso un ricorso in Cassazione avverso tale sentenza tutt'ora in corso.

Negli ultimi anni si è verificato che alcune regioni abbiano improvvisamente raddoppiato o triplicato il valore del canone, mettendo in seria difficoltà gli operatori e innescando numerosi contenziosi legali, come ad esempio la regione Piemonte che per il 2011 ha innalzato il canone da 14 €/kW a 27 €/kW.

APER ritiene che tale prassi sia iniqua e ingiustificata e che sarebbe opportuno stabilire dei criteri di aggiornamento validi a livello nazionale, così come originariamente previsto dal decreto Bersani (D. Lgs 79/99 - art. 12 comma 11).

In mancanza di questi, sarebbe auspicabile che le Regioni stesse stabiliscano dei propri principi, ma che siano trasparenti, approvati con legge e preventivamente concertati con gli operatori, per una corretta pianificazione dei costi gestionali degli impianti.

Sovracanoni BIM e Enti Rivieraaschi

Per il biennio 2010-2011 i sovracanoni Enti Rivieraaschi e BIM sono stati determinati come riportato in tabella:

SOVRACANONI BIM E ENTI RIVIERASCHI		
SOVRACANONE	IMPORTO	NORMA DI RIFERIMENTO
ENTI RIVIERASCHI	5,27 €/kW	D. AG. DEMANIO 20/01/2010
BACINI IMBRIFERI MONTANI	21,08 €/kW	D.M. 25/11/2009

Si segnala che, però, l'art. 15 comma 6 della Legge n. 122 del 30 luglio 2010 (G.U. 176 del 30/07/2010) ha introdotto un adeguamento delle basi di calcolo dei due sovracanoni per le grandi derivazioni idroelettriche, innalzandone i valori rispettivamente a 7,00 e 28,00 €/kW con decorrenza 1 gennaio 2010 e rendendo pertanto necessari dei versamenti integrativi di quanto già versato a inizio 2010.

Riportiamo di seguito il testo della norma:

“Per i comuni e i consorzi dei bacini imbriferi montani, a decorrere dal 1° gennaio 2010, le basi di calcolo dei sovracanoni previsti agli articoli 1 e 2 della legge 22 dicembre 1980, n. 925, per le concessioni di grande derivazione di acqua per uso idroelettrico, sono fissate rispettivamente in 28,00 euro e 7,00 euro, fermo restando per gli anni a seguire l'aggiornamento biennale previsto dall'articolo 3 della medesima legge n. 925 del 1980 alle date dalla stessa previste”.

Nonostante il testo faccia esplicito riferimento alle sole grandi derivazioni (potenza di concessione superiore a 3.000 kW), alcuni BIM e alcune province hanno richiesto l'adeguamento anche alle piccole derivazioni superiori ai 220 kW.

Si è pertanto creata molta confusione circa l'interpretazione della norma e l'Associazione è intervenuta richiedendo un parere legale motivato, da cui è emerso che l'adeguamento della base di calcolo dei due sovracanoni è in effetti da applicarsi alle sole grandi derivazioni.

In mancanza di chiarimenti da parte degli organi competenti a livello governativo, ci si attende che nei prossimi mesi verranno avviati diversi contenziosi legali.

Ancora una volta la mancanza di chiarezza e di opportuni chiarimenti da parte degli organi amministrativi a livello centrale genera conseguenze negative per i piccoli produttori idroelettrici, che si vedono costretti a ricorrere alle vie legali e a spendere tempo e risorse per vedere riconosciuti i propri diritti.

ICI

Ad oggi l'applicazione dell'ICI agli impianti idroelettrici è molto complessa ed eterogenea, poiché non tutti i comuni adottano i medesimi criteri di accatastamento degli impianti idroelettrici, in relazione sia alla categoria catastale assegnata, sia alle componenti che entrano a far parte della stima della rendita, sia alla determinazione dei valori di rendita attribuibili alle singole componenti.

L'assenza di norme chiare e generali alle quali attecnersi, con particolare riguardo all'accatastamento delle turbine e degli altri elementi mobili delle centrali idroelettriche, ha aperto la via ad un consistente numero di contenziosi legali tra produttori e comuni, a dibattimenti di carattere dottrinale e all'emanazione di numerose pronunce spesso anche contrastanti tra loro: di seguito se ne elencano alcune delle più recenti.

Nel corso del 2010 la Federbim ha inoltre avviato una campagna a livello nazionale per il ricalcolo dell'ICI su immobili e strutture adibite a derivazione e produzione di energia idroelettrica, organizzando numerosi convegni sul tema e coinvolgendo in maniera attiva diverse Agenzie del Territorio.

APER da tempo sollecita gli enti competenti a livello governativo e amministrativo affinché, in collaborazione con gli operatori del settore, siano definite delle linee guida uniformi a livello nazionale, per non generare discriminazioni tra impianti collocati in aree diverse e per prevenire i lunghi contenziosi legali.

Giurisprudenza

Di seguito si riporta una lista non esaustiva delle più recenti pronunce sull'argomento:

- Corte Cassazione n.12420/2010
- Corte Cassazione n.11804/2010
- Corte Cassazione n.24004/2009
- Corte Cassazione n.22690/2009
- Corte Cassazione n.8764/2009
- Corte Cassazione n.162/2008
- Corte Cassazione n.20367/2007
- Corte Cassazione n.17818/2007
- Corte Cassazione n.23386/2006
- Corte Cassazione n.16626/2006
- Corte Cassazione n.13319/2006
- Corte Cassazione n.133/2006
- Corte Cassazione n.24064/2006
- Corte Cassazione n.15464/2005
- Corte Cassazione n.2975/2004
- Corte Cassazione n.21730/2004
- Corte Cassazione n.17933/2004

Grandi Derivazioni

Nel 2010 le grandi derivazioni idroelettriche sono tornate protagoniste della scena politica, dopo quasi 2 anni di sostanziale vuoto legislativo provocato dalla Sentenza della Corte Costituzionale n. 1/2008, che aveva abrogato parte della precedente disciplina.

All'avvicinarsi del 31/12/2010, data di scadenza di un primo consistente blocco di grandi derivazioni idroelettriche, il Governo ha ritenuto necessario intervenire con una norma transitoria, per non lasciare nell'incertezza l'intero settore.

L'art. 15 comma 6 del DL 78/2010, così come convertito dalla L. 122/2010 (Legge Manovra), ha infatti introdotto una proroga piuttosto generica di cinque anni per tutte le concessioni di grande derivazione in scadenza e ha previsto una ulteriore proroga di sette anni per le concessioni conferite a società miste pubblico-privato, in presenza di una serie di specifici requisiti.

Si segnala che pochi giorni prima dell'approvazione del DL 78/2010, sulla base dei testi in discussione in Parlamento, l'AGCM aveva inviato al Governo e ai Ministeri competenti una segnalazione con la quale evidenziava possibili elementi di distorsione della concorrenza contenuti nella norma in discussione, con riferimento ad esempio al carattere "discriminatorio" delle ulteriori proroghe settennali previste solo per le concessioni localizzate in alcune province.

Inoltre, si rileva che sia la regione Liguria che la regione Emilia Romagna hanno promosso dei ricorsi davanti alla Corte Costituzionale contro le proroghe introdotte del-

l'art. 15 comma 6, ritenendole disposizioni di dettaglio e pertanto lesive delle competenze regionali in materia di produzione e trasporto dell'energia e di gestione del demanio idrico. I testi dei ricorsi sono stati pubblicati rispettivamente sulle GU Serie Corte Costituzionale n. 48/2010 e 50/2010 e le relative udienze sono fissate a giugno 2011.

Ritornando alle disposizioni della L.122/2010, bisogna comunque evidenziare che l'art. 15 ha previsto anche una clausola di cedevolezza nei confronti delle disposizioni legislative proprie che le regioni volessero adottare per gli aspetti di loro competenza.

Questa è la strada intrapresa proprio in chiusura d'anno dalla regione Lombardia, che con l'art. 14 della LR 19/2010 e con la DGR 9/1205 del 29/12/2010 ha di fatto sostituito la proroga quinquennale introdotta dall'art. 15 L. 78/2010 con un regime di "prosecuzione temporanea da parte del concessionario uscente", per le sole concessioni in scadenza entro il 31/12/2015 e subordinato al rispetto di determinate condizioni tecniche ed economiche.

Anche questa norma è però attualmente al vaglio della Corte Costituzionale, a seguito del ricorso promosso dal Consiglio dei Ministri (Ricorso n. 13/2011): la prima udienza si terrà presumibilmente nel mese di ottobre 2011.

Infine si segnala che nel mese di marzo 2011 la Commissione Europea ha aperto una procedura di infrazione (n. 2011/2026) nei confronti dell'Italia proprio con riferimento al regime di proroghe introdotte dalla L. 122/2010, in quanto "suscettibile di creare problemi di conformità con la libertà di stabilimento garantita dall'art. 49 del TFUE".

APER ribadisce l'urgenza di convocare un tavolo tecnico di concertazione tra Governo, regioni e produttori per trovare una soluzione condivisa che consenta di gestire la transizione dal sistema attuale alle procedure di gara imposte dalle regole comunitarie, in modo da garantire principi comuni e linee guida validi su tutto il territorio italiano, trasparenza e condizioni di pari trattamento per tutti gli operatori nazionali ed esteri.

Prezzi minimi garantiti per l'idroelettrico

Non si è ancora conclusa la vicenda che ormai da due anni ha coinvolto i Prezzi Minimi Garantiti (impianti con potenza di concessione fino a 1MW) per la fonte idroelettrica. Ripercorriamo brevemente di seguito le fasi più salienti:

- con Delibera 109/08 l'AEEG aveva rideterminato i prezzi minimi fissati dalla Del. 280/07 per la sola fonte idroelettrica;
- nel Novembre 2008 l'Associazione "La Casa del Consumatore" ha proposto ricorso innanzi al TAR Lombardia per l'annullamento della Delibera 109/08,

- ritenendo lesivo per i consumatori il maggior onere in bolletta determinato dall'innalzamento delle tariffe;
- con sentenza n. 4209/2009 il TAR Lombardia ha accolto la tesi del difetto di istruttoria sostenuta dalla ricorrente e ha annullato la delibera 109/08;
 - nell'Ottobre 2009 l'AEEG ha presentato appello al Consiglio di Stato contro l'annullamento della suddetta delibera; APER è intervenuta nel ricorso ad adiuvandum dell'AEEG;
 - Nel Febbraio 2010 il Consiglio di Stato con sentenza n. 85/2010 ha confermato la sentenza del TAR Lombardia, annullando definitivamente la Del. 109/08;
 - Nel Maggio 2010 l'AEEG ha deciso di avviare una nuova istruttoria conoscitiva (Delibera ARG/elt 76/2010); nell'attesa degli esiti della nuova istruttoria, l'AEEG ha deciso di non procedere ad alcun conguaglio con riferimento ai prezzi riconosciuti nel corso del 2008 e del 2009.

Nell'ambito della nuova istruttoria, l'AEEG ha promosso una raccolta dati presso gli operatori e ha avviato una propria ricerca interna avvalendosi di esperti indipendenti. APER ha collaborato a questa iniziativa fornendo un proprio "Studio sui costi operativi degli impianti idroelettrici con potenza di concessione <1 MW" realizzato in collaborazione con il Centro Studi APER-REEF disponibile al link: www.aper.it

Alla luce di quanto emerso nella raccolta promossa presso gli operatori e dallo studio indipendente commissionato dall'Autorità al dipartimento di Energia del Politecnico di Milano, l'AEEG ha emanato nel mese di Aprile 2011 un documento di consultazione, il DCO 9/11, contenente una proposta per la rideterminazione dei Prezzi Minimi Garantiti per tutte le fonti rinnovabili.

In particolare per la fonte idroelettrica viene proposta anche la modalità con cui effettuare i conguagli a partire da gennaio 2008.

Nei prossimi mesi ci si attende che l'AEEG pubblichi, sulla base degli elementi acquisiti in questa fase di consultazione, una nuova delibera che aggiorni i prezzi minimi garantiti per tutte le fonti rinnovabili.

7.4 Progetti europei



Si conferma l'impegno di APER in ambito europeo come partner in alcuni progetti cofinanziati nell'ambito del programma Intelligent Energy for Europe (IEE). La partecipazione a questi progetti è un'occasione di crescita per l'Associa-

zione, che vede ampliata la propria visibilità e riconoscibilità all'interno dei circuiti internazionali, estendendo e rafforzando così il proprio campo di azione anche a livello europeo.

Shp Stream Map



Con il 2011 entra nel vivo il progetto europeo, SHP Stream Map, coordinato da ESHA. Dopo una prima complessa fase di raccolta

dati relativi a energia, mercato e policy, per l'intero settore idroelettrico nei 27 Stati Membri dell'UE, il database HYDI (HYdro Data Initiative) è pronto al debutto. A breve sarà possibile per gli utenti consultarlo gratuitamente on line, ottenendo informazioni e statistiche aggiornate a livello europeo o per singolo paese membro, selezionando la materia di interesse e l'annata desiderata. Per l'Italia, APER ha curato la raccolta dati interpellando pubbliche amministrazioni locali, TERNA, produttori e costruttori di componenti. Per maggiori informazioni è possibile consultare il sito www.streammap.esha.be

Ch₂oice



È tempo di bilanci per il progetto CH₂OICE (Certification for HydrO: Improving Clean Energy), giunto ormai al termine.

A valle di un lungo lavoro è stata prodotta una metodologia di certificazione per impianti idroelettrici con più elevati standard ambientali, frutto di un continuo confronto tra le diverse anime rappresentate nel partenariato: dal mondo dei produttori, a quello delle associazioni ambientaliste passando per tecnici e esperti di vari discipline. La metodologia così prodotta è stata poi testata su diversi impianti idroelettrici in Italia e Slovenia ed è risultata tecnicamente ed economicamente fattibile per impianti di media taglia. Il progetto, che ha coinvolto Italia, Slovenia, Francia, Spagna e Slovacchia, ha posto le basi di un sistema che si svilupperà concretamente nei prossimi mesi: presto sarà possibile acquistare energia elettrica proveniente da impianti idroelettrici che garantiscono elevate performance ambientali certificati con il sistema CH₂OICE, garantita attraverso il marchio 100% energia verde "gold". Per maggiori informazioni è possibile consultare il sito web www.ch2oice.eu

WFD

A febbraio 2010, con qualche ritardo rispetto alle scadenze previste, l'Italia ha consegnato alla Commissione Europea

i propri Piani di Distretto Idrografico (River Basin Management Plans), secondo quanto stabilito dall'art. 13 della Direttiva 2000/60/CE. In questi mesi le Autorità di Bacino continuano a lavorare per l'attuazione dei programmi di misure e per l'introduzione di politiche per il corretto recupero dei costi dei servizi idrici (*water pricing*), mentre la documentazione inviata è oggetto di valutazione da parte degli esperti della Commissione, che stenderanno un report complessivo nel corso del 2012.

Alcune valutazioni preliminari sono già state elaborate, con riferimento ai paesi che si affacciano sull'arco Alpino, nell'ambito dei lavori della Water Platform organizzata dalla Convenzione delle Alpi, e sono state presentate in occasione della terza conferenza internazionale "Water in the Alps", tenutasi a Venezia il 25-26 Novembre 2010. La documentazione è disponibile al seguente link: www.alpinewaterconference.it

APER ha partecipato ai lavori della Water Platform, in coordinamento con ESHA, per evidenziare le criticità che il settore del piccolo idroelettrico si trova ad affrontare, con riferimento soprattutto alla scarsa trasparenza delle

procedure autorizzative e all'instabilità dei regimi di incentivazione, ma per sottolineare anche gli sforzi che i produttori stanno facendo, sia in termini tecnici che economici, per adeguare i propri impianti ai requisiti ambientali richiesti per il raggiungimento degli obiettivi dalla Direttiva Quadro Acque.

Questo processo di adattamento deve essere progressivo e agevolato attraverso nuove forme di incentivo, che premiano le soluzioni più efficienti in termini ambientali e produttivi: non si deve infatti dimenticare che la produzione di energia da FER possiede un intrinseco valore ambientale, che va adeguatamente ponderato nel bilancio dei costi e dei benefici.

Per approfondimenti sulle tematiche relative alla Direttiva Quadro Acque e alla sua implementazione nei diversi Stati Membri è possibile consultare:

- il sito della Commissione Europea:
http://ec.europa.eu/environment/water/index_en.htm
- il sito del Ministero Ambiente:
www.direttivaacque.minambiente.it

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia: il solare termodinamico



8.1 La tecnologia solare termodinamica

Concentrando con specchi di forma opportuna la luce del sole si raggiungono temperature molto elevate, di molte centinaia di gradi. Con questo calore è possibile produrre gas o vapore ad alta pressione con cui mettere in moto un generatore elettrico.

Si parla in questi casi di "solare termodinamico", definizione che raccoglie una famiglia di tecnologie ampia e diversificata, comprendente:

1) **Sistemi parabolici lineari:** costituiti da file di specchi parabolici cilindrici che concentrano la luce del sole su un tubo posto lungo il fuoco della parabola. All'interno del tubo scorre un fluido (si parla di fluido termovettore) che assorbe il calore e lo trasferisce al sistema di generazione elettrica.

È la famiglia di tecnologie più sviluppata, con cui si mira a realizzare impianti di grandi dimensioni nelle zone desertiche, dell'ordine delle decine di MW. Alcuni impianti di questo tipo, che utilizzano un olio minerale come fluido termovettore, sono in funzionamento da diversi anni in Spagna e in USA.

Da alcuni mesi è operativo il primo impianto pilota a sali fusi, progettato dall'ENEA e realizzato in Sicilia.

2) **Sistemi a torre:** costituiti da un campo di eliostati (specchi solari) posti a terra e orientabili in tutte le direzioni, che focalizzano la luce del sole su un unico punto posto in cima a una torre, dove si trova un serbatoio di fluido termovettore.

Anche in questo caso parliamo di impianti di potenza elevata, di cui esistono alcuni esempi tra Spagna e USA.

Sebbene in prospettiva questa tecnologia permetterà di raggiungere temperature, e quindi efficienze, più elevate, è meno matura dei sistemi parabolici lineari.

3) **Sistemi DISH Stirling:** si tratta di sistemi per generare potenze elettriche dell'ordine di pochi Kilowatt.

Ogni sistema è indipendente ed è costituito da uno specchio parabolico di alcuni metri di diametro, che si orienta inseguendo il sole e ne concentra i raggi su un generatore elettrico a motore Stirling, posto nel fuoco dello specchio.

Di particolare interesse sono le applicazioni per la cogenerazione di corrente elettrica ed acqua calda.

Va tuttavia sottolineato come i sistemi DISH-Stirling competano direttamente con il fotovoltaico e il fotovoltaico a concentrazione, costruttivamente molto più semplici, sui quali appare difficile che possano avere la meglio.

8.2 Prospettive dei sistemi parabolici lineari e a torre

I sistemi parabolici lineari e a torre sono oggi considerati una delle direzioni di sviluppo più promettenti nel settore delle rinnovabili.

Lo testimoniano i 432 MW installati in Spagna e i 422 negli USA.

Il principale vantaggio che offrono, rispetto a eolico e fotovoltaico, è la **programmabilità**. Infatti gli impianti solari termodinamici possono accumulare quantitativi variabili di fluido termovettore caldo, da utilizzare come riserva durante i momenti di scarsa insolazione o di notte.

Ciò li rende adatti a **contribuire al baseload**, cioè al fabbisogno energetico di base, che non può essere soddisfatto dalle fonti energetiche aleatorie.

Per questo si sta pensando a grandi installazioni nei deserti, tra cui *Desertech*, un progetto europeo che prevede la realizzazione di impianti per un investimento complessivo di 400 miliardi di euro nei deserti nordafricani, riuscendo così a soddisfare il 15% o 20% del fabbisogno elettrico del vecchio continente.

A fronte di numerosi vantaggi, si osservano, tuttavia, anche alcuni limiti, legati al reperimento di siti adeguati ove ospitare questo tipo di impianti.

Il solare termodinamico richiede infatti:

a) *regimi di insolazione diretta molto elevati.*

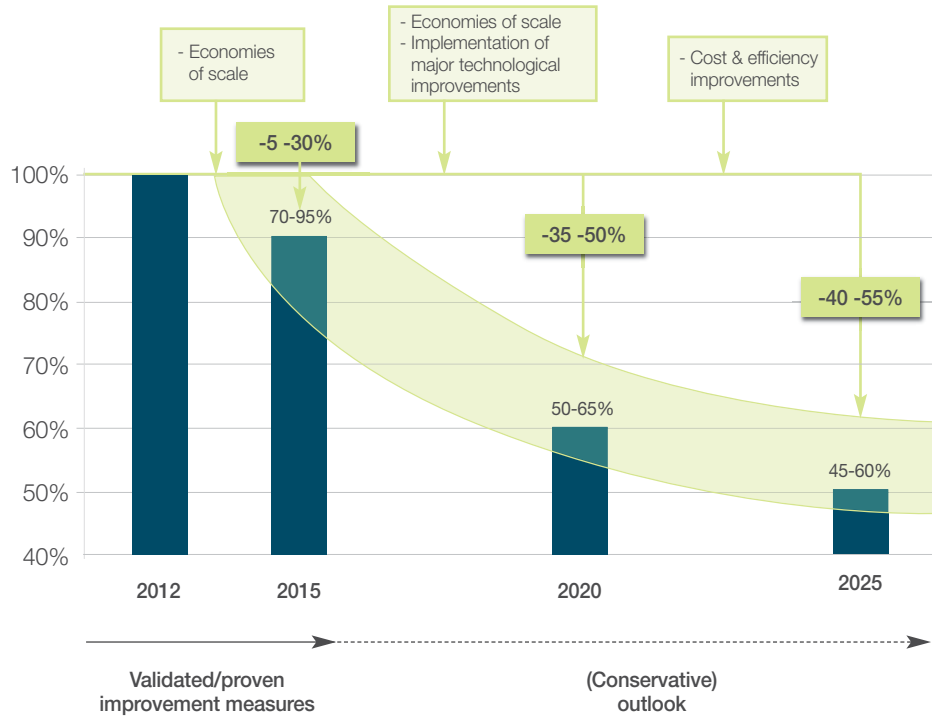
In presenza di luce ambientale diffusa, infatti, il sistema non è in grado di funzionare se non attingendo al calore accumulato;

b) *superfici piane di elevata estensione.*

Tipicamente disponibili (a costi accettabili) nelle sole aree agricole.

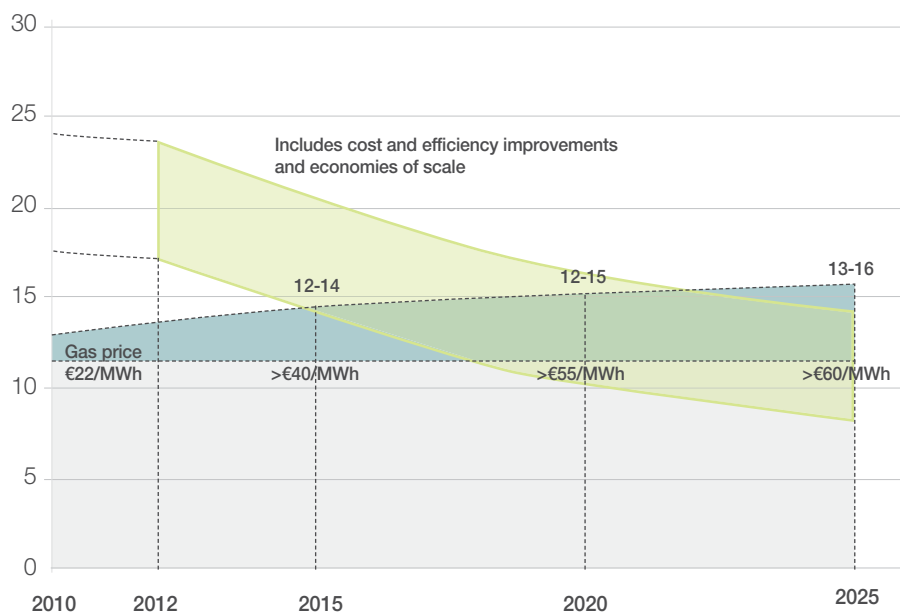


SVILUPPO ATTESO DI DECREMENTO DEGLI INCENTIVI PER IL PERIODO 2012/2025



Fonte: ESTELA project team; A.T. Kearney analysis

CONFRONTO TRA I COSTI DI PRODUZIONE TENDENZIALI DEL SOLARE TERMODYNAMICO CON LE FONTI TRADIZIONALI (€/kWh)



Assumptions: DNI 2,084 kWh/m²a; inflation included (CPI -0.5%); storage 5-20hrs
Plant sizes increase according to projected ramp-up; CCGT -25 years, Hard coal 40 years plant runtime

Fonte: ESTELA project team; A.T. Kearney analysis; EPIA

8.3 Il solare termodinamico in Italia

Il progetto Archimede

Attualmente in Italia esiste un solo impianto solare termodinamico a Priolo Gargallo. Si tratta del ben noto Archimede, impianto da 5 MW gestito da ENEL e progettato da ENEA, attivo da pochi mesi dopo un lungo travaglio. Seppur dotata di un unico impianto, l'Italia occupa oggi un ruolo di primo piano, nello scenario internazionale, per quanto riguarda lo sviluppo della tecnologia "parabolica lineare".

Infatti Archimede è l'unico impianto al mondo che usa una miscela di sali fusi come fluido termovettore, al posto dei cosiddetti "oli diatermici", ampiamente sperimentati in Spagna e negli USA. Si tratta di un importante progresso; rispetto agli oli termodinamici, infatti, i sali fusi hanno alcuni vantaggi:

- permettono di raggiungere temperature più elevate (500/600°C contro 380/400°C) aumentando l'efficienza termodinamica del sistema, e consentendo il suo accoppiamento con la componentistica più diffusa per la produzione di energia da vapore (turbine ecc.);
- sono fondamentalmente inerti da un punto di vista ambientale;
- sono ideali per realizzare i sistemi di accumulo termico necessari a rendere la produzione di energia elettrica in larga parte indipendente dalla variabilità meteorologica.

Competenze industriali presenti nel Paese

In Italia, l'interesse da parte dei produttori di energia per il solare termodinamico è elevato. Inoltre sono numerose le imprese con competenze o prodotti specifici.

Oltre ad ENEL e ad Angelantoni, azienda che detiene un brevetto unico al mondo per la produzione di tubi ricevitori per impianti a sali fusi, sono presenti realtà produttive specializzate nella realizzazione delle parti riflettenti e dei sistemi di inseguimento. Strategie, uno spin-off dell'Università Politecnica delle Marche, ha messo a punto due brevetti industriali per la movimentazione di letti di specchi che permette la concentrazione del sole in un fuoco ristretto, applicabile nei sistemi lineari a specchi Fresnel e nei sistemi a torre, e ha acquisito una significativa esperienza nel settore dei motori Stirling, che costituiscono il cuore dei sistemi detti appunto Dish-Stirling. Turboden, azienda attiva nel settore della produzione termo-elettrica a partire da fonti a temperatura medio-bassa (sistemi ORC), ha sviluppato applicazioni specifiche per impianti solari termodinamici di piccola taglia.

Per quanto concerne i produttori di energia si segnalano

diverse iniziative: Sorgenia sta lavorando alla realizzazione di una centrale da 50 MW nell'area industriale di Cagliari, mentre Technip KTI ha avviato progetti analoghi in tre regioni del Sud-Italia.

La stessa ENEA ha recentemente sottoscritto un accordo con Confindustria Lazio per realizzare sul territorio della regione un nuovo impianto basato sulla stessa tecnologia usata nel progetto Archimede, su cui punta anche Repower. Infine a Ottana, in Sardegna, BioPower Sardegna/Ottana Energia punta a realizzare un impianto solare termodinamico da 20 MW stand alone.

8.4 Il sistema incentivante

Il sistema incentivante è regolamentato dal Decreto Ministeriale 11 aprile 2008 recante "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici".

Possono accedere all'incentivazione gli impianti solari termodinamici, anche ibridi, che rispettano i seguenti requisiti:

- sono dotati di sistema di accumulo termico con capacità nominale di accumulo non inferiore a 1,5 kWh termici per ogni metro quadrato di superficie captante.
- se ubicati in aree non industriali non devono utilizzare come fluido termovettore né come mezzo di accumulo sostanze e preparati classificati come molto tossici, tossici e nocivi.
- la superficie captante deve essere superiore a 2.500 m².

Per l'energia elettrica netta prodotta da un impianto solare termodinamico, anche ibrido ed entrato in esercizio entro il 31 dicembre 2012 si ha diritto a una tariffa incentivante fissa aggiuntiva al prezzo di vendita dell'energia prodotta.

La tariffa (solo per la produzione solare) è riconosciuta per un periodo di 25 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è costante in moneta corrente in tutto il periodo.

Per il biennio 2013 - 2014 è prevista una decurtazione del 2% per ciascun anno delle tariffe riportate in tabella.

TARIFFA INCENTIVANTE (€/kWh EL. PRODOTTO)

FRAZIONE DI INTEGRAZIONE	FINO A 0,15	TRA 0,15 E 0,50	OLTRE 0,50
INCENTIVO AGGIUNTIVO AL PREZZO DI VENDITA	0,28	0,25	0,22

8.5 Un incentivo Archimede-centricò

È del tutto evidente, già a una prima lettura, la forte focalizzazione del decreto di incentivazione sul progetto Archimede e sulla tecnologia dei sali fusi.

I vincoli progettuali individuati dal decreto, oltre ai tempi di realizzazione e ai tetti di potenza individuati, descrivono quasi nei dettagli il progetto dell'ENEA.

Seppur mosso dall'intenzione di favorire una tecnologia nostrana, il sistema incentivante non è tuttavia servito a imprimere una svolta al settore: non ha consentito lo sviluppo di esperienze parallele, e non ha impedito che Archimede fosse più volte ridimensionato e ritardato.

Per quanto concerne la realizzazione altri di impianti del tipo Archimede, l'attuale meccanismo di incentivazione, concepito sul modello del conto energia, si scontra con un dato fondamentale: cioè che la tecnologia solare termodinamica a sali fusi non ha provato la sostenibilità industriale, quindi non trova appoggio nel sistema bancario.

Lo sviluppo di esperienze parallele, al contrario, è bloccato da altri aspetti del decreto di riferimento:

Vincoli tecnologici:

fanno lievitare i costi dell'impianto senza apportare un significativo beneficio.

Accumulo: viene definito un valore minimo per l'accumulo termico, inutile in caso di ibridazione e molto costoso da realizzare.

Fluido termovettore: con i vincoli posti sul tipo di fluido termovettore viene di fatto impedita la realizzazione di impianti con i ben sperimentati oli diatermici in aree agricole, nonostante sia praticata da tutti i competitors dell'Italia.

Incertezza dell'incentivo:

Ristrettezza dei tempi per ottenere l'incentivo: tale da rendere incerto l'accesso all'incentivo anche a impianto realizzato;

Tetto di potenza a cui è riconosciuto l'incentivo: tale da rendere incerto l'accesso all'incentivo anche a impianto realizzato.

In conclusione si può dire che nell'attuale decreto, i vincoli tecnologici dovrebbero portare l'operatore verso la messa in opera di grandi impianti a sali fusi, ma le incertezze sulla tecnologia (che non ha ancora provato la propria redditività) e sull'incentivo (che alla fine potrebbe non arrivare) bloccano la concessione di finanziamenti e le possibili nuove esperienze.

8.6 La proposta di APER

Secondo APER è possibile per il nostro Paese favorire lo sviluppo di un polo nazionale del ST. Questo significa perseguire due missioni distinte ma parallele, con numerosi punti di contatto e opportunità di sinergia:

- 1) sviluppo di una filiera industriale di impianti ST ibridi, particolarmente di piccole dimensioni, adatti sia all'export che alla diffusione sul territorio;
- 2) sviluppo di una filiera industriale votata all'export, specializzata nella produzione di grandi impianti ST a sali fusi, specialmente nei paesi che ospitano ampie aree desertiche come i paesi nordafricani (progetto Desertech).

Impianti solari ibridi

Per comprendere le ragioni di questa scelta è necessario partire, oltre che dalle considerazioni già espresse in precedenza, dalle reali potenzialità del ST in Italia, e quindi dalla constatazione che l'Italia non ha superfici adeguate a ospitare numerosi grandi impianti: il ST su larga scala non è perciò una soluzione al fabbisogno energetico del Paese.

Al contrario, una diffusione del solare termodinamico su piccola scala sarebbe maggiormente compatibile con le caratteristiche orografiche del territorio.

In particolare, APER ritiene di particolare interesse la possibilità, offerta dalla tecnologia ST, di operare in parallelo ad altre fonti di energia termoelettrica, rinnovabili e non, purché programmabili (come biomassa, geotermico ad alta entalpia, cicli combinati a gas o altre fonti termoelettriche programmabili). I vantaggi di un tale accoppiamento, che da luogo a impianti detti ibridi, sono numerosi:

- un unico sistema di generazione elettrica: il calore prodotto dal sistema solare termodinamico e, per esempio, dalla biomassa, è usato indifferentemente per produrre il vapore necessario a far girare le turbine elettriche;
- inutilità dell'accumulo: la programmabilità della produzione elettrica è il quid che diversifica la tecnologia ST rispetto a fotovoltaico ed eolico. Tuttavia, laddove siano presenti altre fonti energetiche programmabili, come la biomassa, la programmabilità può essere ottenuta anche per "ibridazione";
- minore impatto sul territorio: con le dimensioni si riducono anche tutti i rischi collegati all'eventuale utilizzo di sostanze classificate come nocive, come gli oli diatermici;

Inoltre, i piccoli impianti ST, anche se realizzati con tecnologie mature come la tecnologia a oli diatermici, rappresenterebbero uno straordinario laboratorio e offrirebbero alle aziende italiane l'opportunità di aumentare l'esperienza sul campo e sviluppare le parti di filiera comuni.

Al fine di promuovere una filiera orientata ai piccoli impianti e agli impianti ibridi, è necessario prevedere una semplificazione, almeno per le taglie ridotte, di alcuni vincoli presenti nell'attuale decreto (come l'accumulo e la tariffa incentivante in caso di ibridazione).

Grandi impianti a sali fusi

Come già sottolineato, sebbene questo tipo di impianti non potranno avere larga diffusione sul territorio italiano,

essi hanno un immenso potenziale nei paesi dotati di ampie superfici desertiche. Il ST sul modello Archimede rappresenta perciò una grande opportunità di sviluppo industriale sul modello del fotovoltaico tedesco, paese che pur non avendo un clima ideale per il FV è stato a lungo leader mondiale del settore.

Tuttavia, la maturità della tecnologia a sali fusi non è sufficiente a rendere efficace l'approccio offerto dal conto energia, mentre più efficaci sarebbero misure addizionali volte a ridurre il rischio di impresa e/o a rendere possibile l'accesso al credito da parte dei soggetti interessati a sviluppare questo tipo di impianti. In questa fase, un sistema basato su finanziamenti in conto capitale e/o in conto interessi è da ritenersi certamente più efficace.

APER – Associazione Produttori Energia da Fonti Rinnovabili

Fondata nel 1987, APER riunisce e rappresenta i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili per tutelarne i diritti e promuoverne gli interessi a livello nazionale ed internazionale. E' la prima associazione italiana in quanto a rappresentatività e una delle maggiori a livello europeo per numero di associati e potenza installata. Attualmente conta oltre 480 iscritti, più di 1.150 impianti per un totale di oltre di 8.000 MW di potenza elettrica installata che utilizza il soffio del vento, la forza dell'acqua, i raggi del sole e la vitalità della natura per produrre circa 25 miliardi di kWh all'anno a cui corrisponde una riduzione di emissioni di Co2 di oltre 18 milioni di tonnellate annue. Numeri che fanno di APER voce unica e punto di riferimento degli operatori attivi nel settore dell'idroelettrico, dell'eolico, del fotovoltaico e delle bioenergie. Da oltre vent'anni, l'Associazione è impegnata in un'attività che si traduce da una parte nell'assistenza e nel supporto tecnico e normativo necessario alla realizzazione e gestione degli impianti e alla commercializzazione dell'energia elettrica prodotta, e dall'altra in azioni di promozione mirate a favorire la formazione e la diffusione di una cultura della sostenibilità ambientale e delle fonti rinnovabili, attraverso l'organizzazione di un fitto calendario di corsi, convegni e fiere.

Centro Studi APER - REEF

Le attività del Centro Studi, incentrate su temi di ricerca relativi all'incremento dell'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile, comprendono il monitoraggio dell'evoluzione del quadro legislativo e normativo a supporto sia delle azioni di assistenza che APER offre tramite l'area tecnica e legale/legislativa, sia la predisposizione di proposte evolutive di miglioramento del quadro legislativo e normativo di riferimento. A questo scopo il Centro Studi approfondisce e predispone anche gli elementi tecnici necessari a definire e sostenere le proposte legislative e normative effettuate dagli organi direttivi di REEF e APER nell'ambito delle proprie azioni di rappresentanza. Inoltre, il Centro Studi, in collaborazione con l'Osservatorio sul mercato dei certificati verdi di APER, monitora l'andamento dei mercati energetici, nonché delle materie prime e delle tecnologie di produzione.

Al fine di sviluppare sinergie volte all'incremento dell'utilizzo delle fonti rinnovabili e delle relative tecnologie di conversione energetica, nell'ottica di una convergenza di risultati, il Centro Studi coordina le collaborazioni con enti tecnici, scientifici e universitari, anche mediante la conclusione di accordi/convenzioni con centri di ricerca, associazioni ed enti del settore energetico/ambientale.

Con cadenza annuale viene infine pubblicato il rapporto sulla situazione e prospettive delle fonti rinnovabili in Italia e, su richiesta dell'Associazione, ulteriori studi su specifici argomenti di interesse.

Finito di stampare nel mese di luglio 2011.

La riproduzione e/o diffusione parziale o totale dei contenuti del presente volume è consentita esclusivamente con la citazione "Rapporto Rinnovabili APER 2010-2011".



aper.it