

**AIEL  
ANEV  
APER  
ASSOLTERM  
ASSOSOLARE  
FEDERPERN  
FIRE  
FIPER  
GIFI  
ISES ITALIA**

## **OSSERVAZIONI AL TESTO DEL PIANO D'AZIONE NAZIONALE**

Il testo del Piano di Azione Nazionale per le fonti rinnovabili (PAN) reso disponibile per la consultazione rappresenta un passo molto importante verso la costruzione di una strategia in grado di raggiungere gli obiettivi posti all'Italia dall'Allegato 1 della Direttiva 2009/28/CE.

Il documento, elaborato in base alle specifiche di Bruxelles, presenta in modo molto più completo e accurato che nel passato la situazione del settore delle fonti rinnovabili, ponendosi dunque come una base efficace sulla quale fare convergere le aspettative e le richieste dei vari operatori e imprenditori, al fine di assicurare un uso razionale ed efficace delle risorse disponibili.

Il PAN rappresenta quindi un punto di partenza importante per individuare le azioni più opportune per supportare la crescita 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.

In particolare ne vanno apprezzati il rilievo dato al "*cambio di marcia*" per quanto concerne la promozione delle FER nel settore del riscaldamento e del raffreddamento e l'utilizzo "*intelligente*" della biomassa.

Fermo restando quindi l'apprezzamento per la sua impostazione e per una gran parte dei suoi contenuti, il presente documento e quelli allegati, che ne sono parte integrante, intende fornire una serie di suggerimenti e di integrazioni che, a parere dei proponenti, possono contribuire a renderlo più funzionale agli obiettivi da perseguire.

### **- Osservazioni di carattere generale**

All'interno del documento andrebbe innanzi tutto ricordato che il target di un apporto del 20% delle FER ai consumi finali lordi nel 2020 che l'Unione Europea si è data (Italia 17% secondo Dir 2009/28/CE), è strumentale all'obiettivo strategico di un'identica riduzione percentuale delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Logico corollario, sulla base del più generale principio "*chi inquina paga*": è corretto addossare l'onere degli incentivi alla produzione elettrica e termica da FER a chi inquina, pur tenendo conto nel caso delle FER che generano calore di eccezioni richieste dalle loro specificità. Questo principio andrebbe quindi inserito nella risposta alla prima domanda dei paragrafi 4.3 e 4.4 sui regimi di sostegno alla promozione delle FER.

Nel bilancio complessivo, si ritiene inoltre fondamentale valutare le opportunità industriali e occupazionali che deriverebbero dall'investire sulle FER, nonché i ritorni in termini di effetto keynesiano indotto, IVA, IRPEG, IRPEF, ecc, che riducono in misura notevole l'onere effettivo per le incentivazioni.

Va altresì messo in evidenza che il costo delle fonti energetiche fossili tornerà a crescere nel medio periodo, in ragione della ripresa dei consumi su scala mondiale, per cui da un lato l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili vanno considerate le prime risorse in grado di assicurare la competitività del nostro Paese, se

supportate in modo intelligente, distinguendo le soluzioni di mercato o più vicine alla competitività da quelle strategiche per le quali servono fondi da dedicare alla ricerca e allo sviluppo, dall'altro diverranno più convenienti o necessiteranno di minori incentivazioni.

Per dare maggiore certezza e continuità agli investimenti, si propone di sostituire l'ipotesi di adeguamento triennale degli incentivi con un meccanismo permanente per il loro adeguamento, che ne verifichi il percorso di crescita rispetto all'obiettivo assunto, e ne valuti biennialmente eventuali correttivi, con da definire all'interno del processo di revisione complessiva degli incentivi. Apparirebbe inoltre opportuno che nel PAN sia inserito un richiamo sulla necessità che il raggiungimento degli obiettivi si traduca in una occasione di crescita per l'industria nazionale individuando, almeno in via generale, le misure che si intende adottare in tal senso.

Inoltre, andrebbe indicato il principio secondo cui sono promosse le soluzioni più efficienti e quelle soluzioni che comportano un maggior grado di evoluzione tecnologica.

La proposta del PAN va completata con un'analisi di impatto economico/sociale a stabilire le condizioni affinché il sistema energetico nazionale possa raggiungere gli obiettivi fissati dalla direttiva 2009/28/CE perseguendo la finalità dell'accettabilità industriale agricola e sociale delle azioni che saranno intraprese al fine del raggiungimento dei predetti obiettivi. A tal fine, il percorso da seguire parte dalla situazione attuale dello sviluppo del sistema di sfruttamento delle fonti rinnovabili fino ad arrivare agli scenari energetici al 2020, passando dalle condizioni stabilite dalla direttiva e da alcune ragionevoli ipotesi.

La struttura del PAN consente di evidenziare con chiarezza lo stato dell'arte e le proposte, ma rende anche evidenti le debolezze di sistema. In particolare si notano gli effetti della carenza di un sistema statistico energetico attendibile e la mancanza di un soggetto aggregatore unico e riconosciuto, aspetti che si traducono in dati non affidabili e in numeri sulle potenzialità talvolta largamente sottodimensionati o sovradimensionati (a seconda del metro di valutazione che si decide di adottare). Questo soggetto potrebbe essere identificato nel GSE e/o nell'ENEA, purché dotati delle necessarie risorse.

Il tema delle risorse ha comunque valenza più generale. Va infatti superato il vincolo della locuzione "*senza oneri aggiuntivi per lo Stato*", che nella pratica si traduce sempre in forti carenze organizzative e gestionali che hanno costi molto superiori a quelli dei possibili rimedi. Ciò è vero soprattutto per le misure di accompagnamento (informazione e formazione, monitoraggio, statistiche, diagnosi e studi di mercato, strutture di gestione, etc). Si tratta evidentemente di attività caratterizzate da un costo iniziale, comunque di qualche percento rispetto alle risorse necessarie per incentivare la realizzazione di impianti, in grado di ripagarsi nel medio periodo e, in alcuni casi, anche in tempi brevi.

### **- Obiettivi e traiettorie settoriali**

La definizione univoca di cinque obiettivi numerici al 2020, e precisamente:

- 131.214 ktep per il totale nazionale di consumo finale di energia;
- 9.520 ktep per il consumo finale lordo di FER per riscaldamento e raffreddamento;
- 9.112 ktep per il consumo finale lordo di elettricità da FER;
- 2.530 ktep per il consumo finale lordo da FER per il trasporto;
- 1.144 ktep per trasferimento di FER dall'estero,

andrebbe sostituita da un insieme di proiezioni dotate di maggiore flessibilità.

Questa proposta è in particolare motivata dalla mancanza del documento complementare al PAN, vale a dire del Piano straordinario per l'efficienza e il risparmio energetico che, ai sensi dell'articolo 27, comma 10 della legge 99/09, doveva essere predisposto entro il 31 dicembre 2009 e trasmesso alla Commissione europea.

Di conseguenza le indicazioni in materia contenute nel PAN non sono sufficienti a garantire l'obiettivo di un consumo finale di energia sostanzialmente stabile nel prossimo decennio; obiettivo ovviamente condiviso, ma molto sfidante anche in presenza di adeguati regimi di sostegno, confermando l'opportunità di proiezioni al 2020 dotate di maggiore flessibilità.

Fermo restando che l'obiettivo per il trasporto risponde a un preciso vincolo europeo (10% dei consumi di

carburante), per cui andrà adattato strada facendo all'effettivo andamento dei consumi nel settore, per la restante parte dell'insieme si propone di assumere come condizione minimamente prudenziale che i consumi finali lordi da FER termiche ed elettriche, una volta dedotto l'obiettivo per i biocarburanti, puntino a coprire per intero il target al 2020.

D'altra parte, come si vedrà nel proseguo di questo documento, per alcune opzioni tecnologiche gli obiettivi assunti dal PAN possono essere realisticamente superati.

In questa prospettiva il trasferimento dall'estero va quindi considerato come volano da attivare per tempo nel caso l'effetto combinato della maggiore efficienza energetica e della produzione elettrica e termica da FER risulti inferiore alle previsioni o, in caso contrario, come valore aggiunto in grado di consentire l'eventuale export del surplus nazionale.

Tuttavia, per realizzare qualsiasi obiettivo ci si ponga al 2020 è essenziale disporre di una strumentazione adeguata.

### **- Panorama delle politiche e misure per la promozione delle FER**

Ci sembra innanzi tutto doveroso esprimere la nostra preoccupazione per i tempi stretti (fine anno) entro i quali dovranno essere varate le misure elencate in tabella 5 (pp. 25-26), tenuto conto che alcune dovevano essere già operative.

Entrando nello specifico, e riservandoci in altri paragrafi di proporre misure aggiuntive, il caso più eclatante è quello delle misure trasversali, dove su dieci previste solo nove sono solo programmate, di cui ben sei dovrebbero essere già operative per l'anno in corso.

Ci dichiariamo pertanto fin d'ora a disposizione per collaborare all'accelerazione del loro iter.

Fra le misure trasversali andrebbe aggiunto anche l'affinamento/creazione di strumenti affidabili di monitoraggio e mappatura delle potenzialità delle fonti rinnovabili e delle loro distribuzione sul territorio.

### **- Procedure amministrative e pianificazione territoriale**

Il PAN vorrebbe, anzitutto, descrivere la procedura di autorizzazione vigente a livello nazionale e prevista dall'articolo 12, D.Lgs. 387/2003. Tuttavia, alcune disposizioni citate non sono contenute nel testo del menzionato articolo 12, bensì, nella bozza di linee guida nazionali in corso di discussione e, pertanto, non ancora definitive né, tantomeno, vigenti, ancorché attese sin dal 2003.

Si tratta, ad esempio, della affermazione secondo cui *“l'autorizzazione unica prevede un termine per l'inizio e la fine dei lavori decorsi i quali, salvo proroga, la stessa perde efficacia”*; oppure di quella che recita *“resta ferma la non derogabilità dei piani paesaggistici”*.

Le criticità che affliggono le procedure amministrative per la formazione dei titoli abilitativi alla costruzione ed esercizio degli impianti di produzione di energia sembrano essere state complessivamente sottostimate dal Piano. In particolare:

a) Il mancato rispetto del termine di 180 gg. per la conclusione del procedimento di autorizzazione unica appare essere ormai sistematico. Sono eccezionali, infatti, le ipotesi in cui il titolo autorizzatorio viene rilasciato entro il descritto termine. Tale termine costituisce principio fondamentale della materia ed è volto a garantire la celere conclusione del procedimento su tutto il territorio nazionale.

L'omesso rispetto del termine costringe gli operatori a rivolgersi all'Autorità Giudiziaria per obbligare l'amministrazione competente a pronunciarsi entro un termine fissato in sede giurisdizionale. Con ciò, tra l'altro, gravando le Corti Amministrative – ma anche le stesse amministrazioni coinvolte nei procedimenti, con i conseguenti costi – di contenziosi che potrebbero essere evitati se l'amministrazione improntasse l'azione amministrativa al principio del buon andamento.

Sarebbe opportuno introdurre una forma di responsabilità specifica per danni ingiusti derivanti dall'inosservanza dolosa o colposa del termine di 180 giorni, sul modello della fattispecie contemplata

nell'articolo 2 – bis della legge n. 241/1990.

b) Le discipline regionali adottate nelle more dell'adozione delle linee guida nazionali, non solo, come evidenzia correttamente il PAN, hanno creato un panorama normativo assai disomogeneo, ingenerando grave disorientamento tra gli operatori interessati ad operare in più territori regionali, ma hanno provocato un nocumento ben maggiore al settore.

Spesso, infatti, le discipline adottate dalle Regioni si sono poste in aperto contrasto con i principi giuridici in materia di energia dettati a livello nazionale e comunitario.

Si tratta ad esempio, di disposizioni di contingentamento della potenza o del numero o della tipologia di impianti installabili, della sospensione a tempo indeterminato dei procedimenti autorizzativi (le c.d. moratorie), dell'introduzione di requisiti di accesso al procedimento non previsti dalla disciplina nazionale di principio, della individuazione di aree aprioristicamente non idonee alla installazione di impianti, della creazione di società energetiche regionali, a partecipazione pubblica, idonee a competere direttamente con i potenziali produttori privati.

Tali discipline, da un lato, hanno avuto l'effetto di rendere particolarmente gravosa o addirittura di paralizzare l'installazione di potenza rinnovabile sul territorio. Dall'altro, esse si sono tradotte in barriere all'accesso al mercato di produzione di energia da fonte rinnovabile, nonché, in ingiustificate distorsioni della concorrenza tra operatori localizzati in differenti zone del territorio nazionale.

c) Le informazioni e le condizioni di accesso alle stesse sono tutt'altro che definite. Basti pensare che non esiste ad oggi, salvo qualche caso isolato (Regione Lombardia), un elenco chiaro, completo e univoco: (i) della documentazione da allegare all'istanza di autorizzazione unica o alla denuncia di inizio attività edilizia, (ii) degli enti coinvolti nel procedimento, (iii) dei pareri che essi devono rendere e dei termini entro cui essi devono esprimersi, (iv), del ruolo e del peso che hanno i singoli enti (soprattutto i Comuni) all'interno del procedimento. Ciò ha sino a ora reso scarsamente trasparenti le procedure autorizzative.

Se, da un lato, si auspica, quindi, che le linee guida effettivamente introducano l'obbligo, per le Amministrazioni competenti, di rendere disponibili e facilmente accessibili le informazioni elencate, nondimeno si ritiene necessario che tale obbligo venga esteso anche ai Comuni che si renderanno destinatari di un numero sempre maggiore di istanze (D.I.A. e comunicazioni) per la installazione di impianti.

d) Il collegamento tra amministrazioni dovrebbe avvenire nell'ambito del modulo procedimentale della conferenza di servizi (che, sarebbe opportuno venisse precisato nel Piano, ha natura istruttoria) attraverso il responsabile del procedimento, unico tramite tra il proponente e le amministrazioni interessate.

In concreto ciò avviene raramente. Sono assai frequenti, infatti, le ipotesi in cui le amministrazioni coinvolte nel procedimento si pronunciano al di fuori della conferenza di servizi, snaturandone così lo scopo cui essa tende: raccogliere gli enti attorno a un tavolo per valutare contestualmente e in modo integrato il progetto sottoposto alla loro attenzione.

Analogamente, le amministrazioni spesso si rivolgono direttamente al proponente, anziché veicolare le proprie richieste attraverso il responsabile del procedimento che non è più in grado di operare quel necessario coordinamento tra enti e proponente.

Sarebbe pertanto necessario rafforzare il ruolo del responsabile del procedimento.

e) Le procedure semplificate sino a oggi introdotte per rendere più celere l'installazione degli impianti a fonti rinnovabili sono costituite, come correttamente descritto dal Piano, dalla denuncia di inizio attività edilizia prevista per impianti al di sotto di una certa soglia di potenza, nonché dalla mera comunicazione contemplata per gli interventi minori.

Tuttavia, si segnala che, ai sensi della disciplina di principio (articolo 12, D.Lgs. 387/2003), il procedimento ordinario di autorizzazione è necessario, non solo per la realizzazione di nuovi impianti ma altresì per le ipotesi di modifica, rifacimento totale o parziale e riattivazione di impianti già esistenti.

A tal proposito, si suggerisce l'introduzione di procedure semplificate per le descritte tipologie di lavori, anche allo scopo di rendere la disciplina abilitativa coerente con quella incentivante che favorisce la realizzazione dei citati interventi.

La semplificazione potrebbe consistere nell'introduzione di ulteriori fattispecie da assoggettare a denuncia di

inizio attività, ovvero nella previsione di un procedimento autorizzatorio snello cui partecipano solo le amministrazioni che si devono esprimere sugli interventi e che si conclude entro un termine breve.

In particolare la procedura autorizzativa che disciplina la produzione di calore e freddo da fonti energetiche rinnovabili, descritta alle pagine 36 e 37 del PAN, il D. Lgs. 115/08 ha introdotto un'importante semplificazione amministrativa, declassando l'installazione di pannelli solari termici da manutenzione straordinaria a manutenzione ordinaria, che richiede quindi solo una comunicazione preventiva al comune, senza bisogno di un tecnico. La semplificazione è però vincolata al fatto che l'impianto sia installato in modo da risultare aderente o integrato nei tetti degli edifici con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi. La semplificazione amministrativa risulta in questo modo incompiuta, lasciando fuori gli impianti a circolazione naturale e le installazioni sui tetti piani.

Per quanto riguarda invece il citato D.L. 40/2010, l'installazione di pannelli solari termici continua ad essere considerata manutenzione straordinaria, ma viene introdotta una semplificazione che toglie l'obbligo di fare la DIA sostituito dall'obbligo di fare una "*Comunicazione di inizio dei lavori*" alla quale dovranno essere allegati relazione tecnica ed elaborati progettuali firmati da un tecnico abilitato. Tale semplificazione, oltre ad essere meno significativa di quella prevista dal D. Lgs. 115/08, risulta penalizzante per una delle principali tecnologie del solare termico, i sistemi a circolazione naturale (quelli che prevedono il serbatoio sul tetto) in quanto nel DL viene detto che la semplificazione si applica ai "pannelli solari, fotovoltaici e termici, senza serbatoio di accumulo esterno" Frase quest'ultima che riteniamo ingiustificata e priva di senso alla luce del fatto che si sta parlando di aree non vincolate e che soluzioni architettoniche per integrare i pannelli e il serbatoio nel tetto sono già oggi disponibili e lo sarebbero ancora di più se produttori, progettisti e installatori fossero sollecitati da regole chiare, semplici e "*ragionevoli*".

Risulta quindi necessario superare l'attuale frammentazione e ambiguità legislativa attraverso un unico provvedimento che proponga una semplificazione amministrativa come quella prevista dal D. Lgs. 115/08, che considera l'installazione di pannelli solari termici manutenzione ordinaria e quindi permette l'avvio dei lavori con una comunicazione preventiva al Comune, a patto che vengano soddisfatte le seguenti condizioni:

- per i tetti a falda, l'impianto solare termico deve essere installato in modo da risultare aderente o integrato nei tetti degli edifici e non deve modificare la sagoma dell'edificio, se non per lo spessore del sistema captante e del sistema di accumulo dell'energia termica;
- deve essere vietata l'installazione di sistemi di fissaggio che modificano la naturale inclinazione o l'esposizione geografica della falda sulla quale deve essere installato l'impianto solare, qualora tali sistemi non siano finalizzati all'occultamento del bollitore;
- per quanto riguarda i tetti piani, l'installazione deve essere sempre consentita, eccezion fatta per i casi discussi nel punto che segue;
- l'installazione di impianti solari termici deve essere consentita anche in aree vincolate, centri storici e nel caso di edifici di particolare pregio, qualora siano rispettati particolari requisiti, p.es.:
  - l'impianto non sia visibile dalle strade circostanti oppure abbia il boiler di accumulo opportunamente occultato;
  - materiale omogeneo impiegato per il manto di copertura;
  - integrazione architettonica del materiale del manto con le soluzioni del contesto circostante (nel centro storico) o con opportuno inserimento nel paesaggio circostante (in particolari contesti naturali).

Va detto inoltre che dalla semplificazione introdotta dal D. Lgs. 115/08 e dal D.L. 40/2010 restano totalmente escluse le installazioni nelle aree soggette a vincolo paesaggistico o architettonico. Per queste ultime mancano criteri uniformi su tutto il territorio nazionale. È urgente la produzione di Linea guida per la semplificazione e la standardizzazione degli iter burocratici che venga adottata da tutte le Soprintendenze.

f) Le spese di istruttoria relative allo svolgimento dei procedimenti di autorizzazione unica e/o degli

endoprocedimenti (ad esempio, di natura ambientale) necessari hanno costituito spesso un ostacolo alla massima diffusione degli impianti a fonti rinnovabili.

Sotto un profilo meramente formale, esse sono state spesso introdotte da disposizioni non di rango legislativo, in violazione dell'articolo 23 Cost.. Dal punto di vista dei contenuti poi, esse sono spesso apparse esorbitanti e, più in generale, si sono tradotte, di fatto, in misure di compensazione (vietate dall'ordinamento) in quanto, tra l'altro: (i) erano imposte quale conseguenza automatica della installazione di impianti a fonti rinnovabili; (ii) venivano previste a favore delle Regioni; (iii) avevano natura meramente economica.

### **- Edifici**

Con riferimento al D.Lgs. 192/2005 e s.m.i. e al suo livello di attuazione descritti alle pp. 53-56 del PAN, facciamo le seguenti osservazioni:

- ad oggi il livello di attuazione è del tutto insoddisfacente e va detto che non corrisponde a quanto mostrato alle pp. 55 e 56 del Piano. Infatti i dati forniti nel rapporto “*Legambiente-Cresme ON-RE 2009*” non sono del tutto esatti. L'unica regione che ad oggi abbia veramente attuato l'obbligo di rinnovabili secondo quanto previsto dal D. Lgs. 192/2005 è la Lombardia; nelle regioni indicate nella tabella a pagina 55 e nella mappa a p. 56, le amministrazioni regionali si sono limitate a predisporre le leggi quadro ma non sono stati ancora emanati i provvedimenti attuativi;
- visto quindi che dopo 4 anni dalla pubblicazione della norma nazionale, solo una regione ha attuato pienamente sul proprio territorio tale norma, si ritiene importante definire nel Piano un programma di attuazione che indichi i tempi, le modalità e le misure di controllo e sanzione attraverso le quali il governo centrale intende garantire la piena attuazione del D. Lgs. 192/2005 su tutto il territorio nazionale;

### **- Informazione e certificazione degli operatori**

Questo tema è stato finora largamente trascurato, mentre è fondamentale per lo sviluppo di un mercato forte e trasparente.

Fra i programmi di informazione, sensibilizzazione e formazione di pagina 60 e ai punti d-1 e d-3 non vengono citate le campagne informative svolte istituzionalmente dalla FIRE su incarico del MSE – che peraltro le effettua senza supporto economico, utilizzando parte delle risorse dei soci e dei progetti cui partecipa – sui temi dell'energy management, degli incentivi e delle buone pratiche per l'efficienza energetica.

Nel testo sono inoltre presenti, alle pagine 59-64, alcune affermazioni che andrebbero riviste:

- quando si parla dei sistemi di certificazione per caldaie e altre tecnologie, si afferma che i requisiti imposti rappresentano una forma di informazione, mentre non ne hanno le caratteristiche, in quanto non spiegano come installare e gestire bene le apparecchiature, come accedere ad eventuali incentivi e come integrare tali soluzioni negli edifici;
- fra i programmi di informazione si parla del ruolo ENEA, che però lo dovrebbe svolgere senza risorse ad hoc e dunque difficilmente sarà incisivo;
- al punto d-1 non si dice che le informazioni sulle misure di sostegno non sempre sono finanziate e dunque non sempre sono presenti o di livello adeguato (per esempio i certificati bianchi e i programmi per ricerca e innovazione);
- al punto d-2 si afferma che il livello di competenza dei soggetti istituzionali è sufficiente a garantire l'attendibilità delle informazioni, ma non è sempre così, sia perché queste non sono basate su dati certi, ma stimati, sia perché non sempre viene eseguito un controllo di congruità dei dati da parte di persone esperte;
- al punto d-3 si danno per diffuse pratiche che sono invece limitate, non rientrando in genere

nell'ambito di iniziative organiche, ma di azioni formative e convegnistiche proposte da terzi.

Indubbiamente non mancano i casi di ottima e buona informazione a vari livelli (istituzioni centrali e locali, associazioni di categoria e organismi no-profit, università, etc), ma esistono anche numerose lacune, in particolare in merito all'organicità e all'efficacia dell'informazione (anche a causa dell'assenza di risorse dedicate), alla sua terzietà (le associazioni di categoria e gli ordini possono informare con credibilità – e dunque efficacemente – gli associati, ma non le controparti e il largo pubblico) e alla razionalità delle iniziative (talvolta si sprecano risorse in ripetizioni di altre azioni facilmente replicabili e non si finanziano invece campagne dedicate ad altri aspetti, che rimangono trascurati).

Negli altri paesi dell'Unione europea, nelle fiere di settore sono presenti gli stand delle istituzioni, con numerose ed approfondite pubblicazioni, anche tecniche e di guida agli operatori. È dunque possibile fare di più e meglio, anche prendendo spunto dagli altri. Occorrono attività e pubblicazioni che siano e che appaiano terze rispetto a fornitori, clienti ed Amministrazioni interessate alle realizzazioni e che siano tecnicamente autorevoli.

Queste attività sono complesse e costose vanno affrontate con adeguati finanziamenti, in modo da permettere a strutture associative dedicate e specializzate di agire a supporto degli operatori.

Per quanto riguarda gli aspetti relativi alla qualificazione e certificazione delle competenze degli installatori, va detto che sono stati attivati diversi progetti nell'ambito dei programmi europei.

### **- Sviluppo dell'infrastruttura per l'elettricità e funzionamento delle reti**

Nella parte introduttiva del paragrafo appare scarsamente in risalto la necessità di massimizzazione del dispacciamento in rete dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, condizione necessaria per il raggiungimento degli obiettivi della Direttiva 2009/28/CE, e la conseguente e prioritaria azione nello sviluppo e potenziamento della rete elettrica esistente per superare le attuali e strutturali congestioni.

E' da specificare che la remunerazione della mancata produzione rinnovabile, pur finalizzata a non compromettere gli investimenti effettuati, non prevede un riconoscimento immediato dei Certificati Verdi per l'energia producibile ma non immessa in rete per congestioni di rete.

Non si ritiene corretto definire "intermittenti" le fonti rinnovabili non programmabili.

In riferimento alla regolamentazione del dispacciamento in situazioni di criticità del sistema elettrico, è necessario chiarire che la delibera 330/07 non è più in vigore, sostituita dalla delibera ARG/elt 5/10 della quale è opportuno dare una descrizione maggiormente approfondita dei contenuti.

Dove si descrivono le limitazioni di potenza evacuabile, bisogna chiarire che in presenza di criticità della rete elettrica è il gestore della rete - e non il produttore - ad avere la necessità di limitare la produzione di FER. Ciò avviene attraverso ordini di dispacciamento impartiti ai produttori.

Per quanto concerne la rete di trasmissione, a p. 71 il documento per la consultazione si limita a constatare l'esistenza di criticità nelle aree del Mezzogiorno e delle isole maggiori, senza indicarne le cause. Certamente le opposizioni locali hanno pesato su questa situazione, ma la causa principale risiede nel ritardo con cui si sono avviati i piani di potenziamento rete di fronte a previsioni di sviluppo dei soli impianti eolici, già valutabile dopo i primi anni di avvio del CIP 6 e localizzabile sulla base della mappa dei venti nel nostro Paese.

Viceversa gli investimenti di TERNA sono stati dell'ordine delle centinaia di milioni di euro fino al 2004, quando, con eccessivo ritardo, sono passati ai miliardi di euro, finalmente congrui con le esigenze di potenziamento a seguito dello sviluppo delle FER.

Appare pertanto opportuno prevedere nel PAN anche lo strumento aggiuntivo di possibili penalizzazioni a carico di TERNA per il mancato raggiungimento degli obiettivi, così da rafforzare, rispetto alla situazione attuale, la sua determinazione a conseguirli anche attraverso un più efficace rapporto con le autorità e le popolazioni locali.

Viceversa gli strumenti che si intendono adottare per velocizzare il rilascio delle autorizzazioni infatti appaiono troppo generici ed incerti (si veda, ad esempio, la nomina dei Commissari straordinari *ad acta* recentemente dichiarata illegittima dalla Corte Costituzionale, Sentenza n. 215/2010).

Inoltre, in riferimento alle criticità di dispacciamento di energia da impianti a fonte rinnovabile non programmabile, si ritiene opportuno descrivere almeno le principali evidenze dell'analisi delle potenzialità di sviluppo dell'eolico, solo brevemente citata nel testo.

La citata delibera 330/07 non è più in vigore, sostituita dalla delibera ARG/elt 5/10 della quale è opportuno dare una descrizione maggiormente approfondita dei contenuti esplicitando il fatto che a numerosi impianti eolici esistenti è richiesto un adeguamento oneroso alle prescrizioni tecniche dell'Allegato A17 al fine di offrire servizi di rete per consentire a TERNA una migliore gestione del dispacciamento. Si ritiene inoltre opportuno prevedere una maggiore trasparenza nella gestione del dispacciamento da parte di TERNA per verificare l'effettiva massimizzazione del dispacciamento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, necessaria per il raggiungimento degli obiettivi della Direttiva 2009/28/CE.

Per quanto concerne l'adeguamento delle reti di distribuzione, che passa necessariamente attraverso il processo di realizzazione graduale di smart grid, dove l'Italia ha attualmente una indiscussa leadership grazie alla installazione dei contatori digitali e alle attività di ricerca, sviluppo, dimostrazione portate avanti con successo, il fondo di 100 M€ e l'incentivo del 9% stabilito dalla delibera ARG/elt 39/10 dell'AEEG non sono sufficienti al decollo effettivo del programma di trasformazione delle reti, che deve avvenire in tempi molto brevi se si vogliono evitare strozzature da qui al 2020.

Nel prossimo decennio i necessari adeguamenti delle reti di distribuzione comporteranno infatti investimenti complessivi per circa 10 miliardi di euro, che dovranno essere tempestivamente coperti da adeguati aumenti tariffari, strumento che va quindi menzionato nel PAN.

L'inadeguatezza delle risorse risulterebbe ancora di più se il testo per la consultazione ricordasse, come sarebbe necessario, un altro obiettivo collegato allo sviluppo delle smart grid per garantirne la massima efficacia di funzionamento, e cioè il parallelo avvio di applicazioni della domotica, che rendano la domanda/produzione locale altrettanto "*intelligente*"; applicazioni per le quali vanno previste adeguate incentivazioni fiscali (tipo 55%).

Infine, nel paragrafo sullo sviluppo delle infrastrutture per l'elettricità viene solamente accennata la possibilità di ricorrere a "*sistemi di accumulo/stoccaggio dell'energia elettrica prodotta e non immettibile in rete*". Tale opzione, più volte in passato valutata e divenuta oggetto di emendamenti estemporanei, poi stralciati (vedi tentativo di emendamento alla Finanziaria 2010), andrebbe invece affrontata in modo organico e strutturale, soprattutto con riferimento alla possibilità di sviluppare un sistema di piccoli/medi bacini idroelettrici dotati di sistemi di pompaggio. Tale soluzione tecnologica risulta infatti allo stato attuale l'unica sufficientemente matura e sviluppata per consentire l'accumulo di quantità apprezzabili di energia e può essere integrata anche in sistemi ad uso plurimo idroelettrico/irriguo.

A tale proposito si nota altresì che la penetrazione di sistemi intelligenti per i consumi finali (ad esempio frigoriferi intelligenti, dotati di capacità di stoccaggio temporaneo di elettricità, oggi già nella fase dimostrativa), unitamente alla futura domanda di ricarica di veicoli ibridi plug-in ed elettrici (stimati in almeno 500.000 unità nel 2020) gestita in modo appropriato dalle smart grid, daranno vita a un accumulo di energia distribuito di non piccola importanza per compensare la non programmabilità di alcune FER.

Oltre a un maggiore impegno finanziario, questo complesso di sviluppi richiede però l'implementazione di strumenti normativi ad hoc, la cui esigenza andrebbe per lo meno menzionata nel PAN.

### **- Integrazione del biogas nella rete del gas**

La risposta ai quesiti posti da Bruxelles è troppo generica e sbrigativa, dando – forse a torto – l'impressione che il tema non sia stato approfondito come merita (basta pensare all'obiettivo tedesco al 2030 di alimentare le reti del gas con il 10% del biogas.)

## **- Sviluppo dell'infrastruttura per teleriscaldamento e teleaffrescamento**

Questa sezione è in parte nuova nei documenti collegati alle fonti rinnovabili, in ragione delle decisioni della Direttiva 2009/28/CE sulle pompe di calore e, ancor di più, dell'importanza riconosciuta alle fonti termiche rispetto al passato.

L'interesse per il nostro Paese sta nella possibilità di apportare un contributo forte al raggiungimento degli obiettivi a costi ridotti rispetto alla generazione elettrica e nella presenza importante di aziende italiane di settore. Ciò suggerisce di studiare bene stato dell'arte e prospettive, prima di intervenire attraverso leggi e decreti di attuazione.

I dati di partenza del 2010 sono, forzatamente, una prima stima, presumibilmente inferiore alla realtà. Per quanto riguarda la legna e gli scarti agroforestali, la difficoltà di quantificazione è legata soprattutto all'ampio ricorso al nero per gli usi di tronchi e tronchetti (camini e caldaie) e agli autoconsumi, sia per il residenziale, sia per il terziario.

Più semplice è seguire il mercato del pellet, per il quale l'Italia risulta il più forte mercato in Europa, con 1,2 Mton nel 2009, e del cippato usato nelle centrali elettriche e cogenerative. Per migliorare la conoscenza esistono due possibilità: un'indagine a campione nelle aree collinari e montane e nelle aziende potenzialmente consumatrici (utile per il breve periodo) o l'avvio di iniziative strutturate volte a far uscire dal nero il commercio di legna e altri residui, cosa difficile senza introdurre agevolazioni fiscali o altre misure di supporto.

Per quanto riguarda il teleriscaldamento alimentato da fonti rinnovabili (biomasse e pompe di calore) i dati statistici sono più affidabili. Se si vuole diffondere questa soluzione, però, occorre intervenire sul fronte degli incentivi. In analogia con quanto riportato più sopra, per le caratteristiche del teleriscaldamento (forti investimenti nelle reti crescenti nel tempo a causa dell'aumento delle domande di allacciamento e delle relative infrastrutture di rete) più che incentivi in conto capitale sarebbe opportuno attivare dei fondi di garanzia in grado di favorire l'attivazione da parte delle banche di prestiti di lungo periodo. Gli investimenti, infatti, sono usualmente sicuri, ma richiedono un forte impegno di capitale con ricapitalizzazioni successive, difficile e oneroso da gestire con i finanziamenti classici. La soluzione dei fondi di garanzia richiede per parte sua la qualificazione dei progetti e delle imprese e dunque l'attivazione di una struttura di promozione e indirizzo.

Molto interessante, per i potenziali effetti sul rispetto degli obiettivi, sarebbe poi la possibilità di far rientrare fra i consumi finali anche quelli del condizionamento estivo. Se degli 8 Mtep di usi finali elettrici nel terziario, almeno 3 Mtep potessero essere addebitati al condizionamento, si avrebbero circa 10 Mtep di freddo, di cui circa 7 Mtep di origine ambientale, da aggiungere sia al numeratore che al denominatore, con un beneficio di circa 4,5 punti nella percentuale di obbligo.

Per procedere in questa direzione andrebbero valutate le pompe di calore impiegate per il riscaldamento invernale, al fine di quantificare la quota di calore prelevata dall'ambiente esterno e quindi rinnovabile (si potrebbe cominciare dal terziario, con un'indagine presso i grandi gruppi, e proseguire con il residenziale, a partire dai consumatori con più di 3 kW impegnati) e quelle adoperate per il condizionamento estivo, utilizzando per il residenziale i dati delle vendite dei condizionatori a pompa di calore. I dati delle potenze potrebbero essere moltiplicati con le ore di funzionamento stimate in base a dati di letteratura o, meglio, a progetti pilota in condizioni reali dedicati e monitorati., utili anche al fine di validare gli indici di prestazione effettivi delle macchine in commercio.

Per questo settore l'avvio di attività di documentazione sul numero e sulle prestazioni degli impianti è fondamentale per uscire dalle stime, per diffondere le buone pratiche e per far crescere una imprenditoria sempre più qualificata sia nella costruzione che nella installazione.

Va infine sottolineato che si tratta di attività costose, che debbono essere svolte da strutture qualificate per le quali sono fondamentali i rapporti colle banche.

Se è garantita l'economicità di gestione di un impianto di teleriscaldamento, dal punto di vista finanziario,

nei bilanci degli impianti, spesso si registra infatti un elevato tasso di indebitamento.

Anche se gli impianti ricevono contributi in conto capitale per la fase iniziale di avviamento che prevede la costruzione della centrale e la rete principale, nella realtà la richiesta continua di nuovi allacciamenti da parte degli utenti su sollecitazione dei Comuni o dei consumatori comporta per il gestore del teleriscaldamento l'estensione delle reti ben oltre le previsioni iniziali; registrando un incremento significativo degli investimenti.

Nei casi di corretta esecuzione e gestione dell'impianto, si tratta di investimenti infrastrutturali a basso rischio d'impresa (le oscillazioni del clima), ma con tempi di ritorno lunghi: intorno ai 15 anni. In questo contesto un finanziamento iniziale in conto capitale rischia di esercitare un "effetto di euforia"; di far contrarre mutui bancari a 4-5 anni, da rinegoziare alla scadenza in un contesto economico, in cui l'accesso al credito diventa sempre più difficoltoso. Oltre tutto a livello locale il rispetto del patto di stabilità, specie nei piccoli comuni, non permette all'istituzione locale di accedere a finanziamenti pluriennali del tipo Cassa Depositi e Prestiti.

Di qui l'importanza di istituire un Fondo di garanzia, che agevoli e renda non troppo oneroso il credito bancario.

Per il teleriscaldamento a biomasse si propone inoltre di promuovere il modello del "contracting", cioè della vendita dell'energia termica da parte delle imprese boschive/agricole, con la eventuale partecipazione di altre imprese del settore, che realizzano l'impianto al servizio di reti private o pubbliche, si occupano della alimentazione, gestione e manutenzione a fronte di un impegno pluriennale nella fornitura dell'energia termica al un prezzo definito a  $MW_{ht}$ . Questa esperienza ha già trovato una larga diffusione nelle regioni austriache della Stiria e della Carinzia con centinaia di realizzazioni approvate e sostenute dalle autorità locali.

### **- Biocarburanti e altri bioliquidi - criteri di sostenibilità**

L'analogia tra il regolamento sulla tracciabilità degli oli oggi vigente ed i criteri di sostenibilità è ovvia ed auspicabile, tuttavia, il primo non contiene indicazioni circa gli impatti in termini di emissioni lungo il ciclo di vita del bioliquido, che costituiscono agli occhi degli operatori uno degli aspetti più complessi di applicazione dei criteri di sostenibilità. Sarebbero necessarie maggiori indicazioni sulle modalità di applicazione di tali criteri.

È inoltre necessario chiarire/approfondire le regole pratiche di tracciabilità per gli oli di provenienza extracomunitaria, che costituiranno una fetta significativa del mercato e che oggi sembrano una delle parti meno chiare ed approfondite del regolamento.

Sarà infine indispensabile introdurre i criteri di sostenibilità nel modo più trasparente possibile, chiarendone le connessioni con gli incentivi oggi vigenti, per non contribuire ma anzi risolvere la grande confusione che vivono gli operatori a causa della mutevolezza e delle sovrapposizioni tra i concetti di filiera corta, contratti quadro, tracciabilità, sostenibilità ecc.

### **- Regimi di sostegno alla promozione delle FER elettriche**

Pur in una logica di adeguamento dinamico del livello di incentivazione ai sovra-costi marginali di produzione per ciascuna fonte, anche in considerazione delle dinamiche di costo delle tecnologie, le maggiori priorità dovranno essere rivolte alla stabilità dei meccanismi di incentivazione, soprattutto ai fini di tutela delle iniziative già avviate e dei diritti acquisiti.

Pertanto, con riferimento al sistema dei Certificati Verdi, diviene fondamentale il riequilibrio dei fondamentali (domanda e offerta), tale da consentire lo sviluppo delle iniziative necessarie al raggiungimento del sub-obiettivo del settore elettrico al 2020 indicato all'interno dello stesso PAN.

Il riequilibrio della domanda con l'offerta (attualmente quasi doppia rispetto alla domanda) può avvenire

alternativamente (a) annullando annualmente l'eccesso di offerta mediante un meccanismo di ritiri annui effettuati dal Gestore dei Servizi Elettrici o (b) riportando la domanda ai livelli dell'offerta grazie a un sensibile incremento della stessa: ciò può avvenire (b1) aumentando la base imponibile su cui viene calcolato l'obbligo di immissione di energia prodotta da fonti rinnovabili o (b2) aumentando il livello della quota d'obbligo, attualmente decisamente insufficiente non solo a garantire il raggiungimento degli obiettivi al 2020 ma anche a permettere la remunerazione del capitale delle iniziative già sviluppate.

Qualora queste proposte si rivelassero non sufficienti, in sede di revisione dei regimi di sostegno si dovranno esplorare meccanismi alternativi ai Certificati Verdi.

In ogni caso, qualsiasi aggiornamento dovrà avere una durata almeno quinquennale ed essere pubblicato con un congruo anticipo che tenga conto del *time-to-market* delle iniziative rispetto al momento dell'applicazione, tale da consentire l'adeguamento delle strategie degli operatori coinvolti.

Tale considerazione si applica anche agli aggiornamenti che verranno effettuato sul livello delle Tariffe Onnicomprensive: è fondamentale che ogni modifica del livello tariffario venga pubblicato con il congruo anticipo sopra espresso rispetto alla data di applicazione e che le modifiche abbiano effetto solo nei confronti delle nuove produzioni, facendo così salvi i diritti acquisiti.

Il conto energia si sta dimostrando un valido strumento di incentivazione per il settore fotovoltaico. L'attuale discussione sul nuovo decreto per gli anni successivi al 2010 dovrà garantire il consolidamento del settore e definire con chiarezza la politica industriale per il settore in modo da offrire certezze agli investitori e agli imprenditori. Soprattutto in questo settore è indispensabile una chiara politica di sostegno alle attività di innovazione tecnologica che possono offrire opportunità di crescita per nuove realtà nazionali e filiere industriali competitive in grado di competere con l'estero.

Oltre al solare fotovoltaico, il conto energia dovrà garantire la realizzazione di impianti solari termodinamici così come previsto dal DM 11 aprile 2008, che tuttavia dovrà essere modificato in modo da permettere un reale decollo del settore. Infatti ad oggi il suddetto decreto non è stato in grado di rispondere alle esigenze degli operatori in quanto prevede criteri troppo stringenti e fissa limiti di potenza installabile eccessivamente bassi senza dare sufficienti garanzie agli ingenti capitali che devono essere investiti in questo settore. L'incentivo per il solare termodinamico dovrà essere oggetto di una più attenta riflessione per ampliare le tecnologie installative che possono accedere all'incentivo con tariffe adeguate a questo tipo di impianti. Sarà necessaria in una prima fase una condivisione delle varie soluzioni impiantistiche e del costo di realizzazione di queste centrali elettriche.

Si segnala infine che tra i meccanismi di incentivazione attualmente in vigore non viene nemmeno citato il meccanismo Cip 6/92, mentre risulta ancora in essere e sarebbe opportuno inserire un paragrafo dedicato, considerato il ruolo che ha giocato nello sviluppo del settore negli anni precedenti.

### **- Regimi di sostegno alla promozione delle FER termiche**

Per tutte le realizzazioni per cui è agevole ed economicamente accettabile l'installazione di contatori di calore, la soluzione più appropriata sarebbe quella di applicare gli stessi meccanismi di incentivazione adottati per il settore elettrico, caricando l'onere su un'apposita voce, analogo alla A3, all'interno delle tariffe relative al gas.

In subordine lo strumento dei certificati bianchi dovrebbero essere modificato per dare in particolare un supporto aggiuntivo e incentivare la diffusione del teleriscaldamento, ma su questo si tornerà più avanti.

Per realizzare gli obiettivi relativamente all'utilizzo termico della biomassa al di fuori del teleriscaldamento è necessario provvedere in tempi rapidi:

- alla revisione dei meccanismi dei Titoli di Efficienza Energetica TEE per l'energia termica, semplificando le procedure e rendendo più semplice l'accesso;
- alla reintroduzione dei benefici della detrazione fiscale del 55% per la sostituzione di caldaie a combustibili

fossili con caldaie a biomasse. I recenti provvedimenti che hanno condizionato questo beneficio alla sostituzione degli infissi con quelli al massimo grado di trasmittanza, hanno determinato un'ingiustificata discriminazione e una limitazione allo sviluppo di questo settore. In alternativa al tema degli infissi si propone di innalzare i limiti di efficienza degli impianti per beneficiare alla detrazione, e all'obbligo della installazione di un adeguato accumulo termico.

E' altresì necessario disporre l'applicazione di standard qualitativi delle biomasse solide (cippato, pellet, briquette, legna da ardere) per assicurare la qualità dei prodotti ai consumatori e rendere il mercato più trasparente e maturo. Si condividono sul tema le indicazioni del PAN e si suggerisce di sostenere e promuovere le iniziative già in atto a questo riguardo, come ad esempio il sistema nazionale di attestazione volontaria di qualità del *pellet* denominato Pellet Gold ([www.pelletgold.net](http://www.pelletgold.net)).

Sollecitiamo il ripristino dell'IVA al 10% per il cippato da destinare allo scopo energetico. Le attuali indicazioni dell'Agenzia delle Entrate per un'IVA al 20%, si ritiene rappresentino una incongruenza rispetto all'aliquota già attualmente prevista per tutto il settore della legna da ardere, che per l'appunto è appunto al 10%.

Nello specifico del solare termico, onde avviare il pieno sviluppo in Italia, è necessario prevedere un sistema di incentivazione, che copra le diverse tecnologie e applicazioni, così composto:

Detrazioni fiscali:

- L'incentivo delle detrazioni fiscali deve essere implementato su un arco temporale minimo di 5 anni (2011-2016), a valle del quale fare una verifica per decidere se e come proseguire con questa tipologia di incentivo.
- Si applica a tutti gli edifici (nuovi ed esistenti).
- La percentuale detraibile resta invariata: 55% delle spese di tutto l'impianto "chiavi in mano" (comprendente anche progettazione, installazione e opere civili strettamente necessarie).
- Si applica a tutte le tecnologie del solare termico.
- Il bonus massimo detraibile è pari a 60.000 euro.
- La detrazione deve essere fatta in un numero di quote annuali compreso tra 5 e 10.
- L'incentivo delle detrazioni deve essere cumulabile con i finanziamenti in conto capitale messi a bando dalle amministrazioni pubbliche locali. Questo per non scoraggiare la libera iniziativa di queste ultime nel promuovere e incentivare l'uso delle energie rinnovabili.
- L'incentivo deve essere accompagnato da una campagna di comunicazione mirata che metta tutti i cittadini nelle condizioni di poter usufruire del bonus.
- Il meccanismo di incentivazione deve prevedere la massima semplificazione delle procedure, con particolare riguardo ai piccoli impianti.

Contributi dati in base a valori tabellari:

- Il contributo viene fornito a tantum ad installazione avvenuta.
- Il contributo varia a seconda della dimensione dell'impianto.
- Il contributo viene fornito sulla base di valori tabellari.
- Si applica a tutti gli edifici (nuovi ed esistenti).
- È importante definire criteri e procedure di controllo per salvaguardare la qualità dei prodotti e l'efficienza di funzionamento degli impianti.
- Il contributo a m<sup>2</sup> dovrebbe essere concesso secondo i seguenti scaglioni:
  - per impianti fino a 5 m<sup>2</sup>: 400 euro/ m<sup>2r</sup>
  - per impianti compresi tra 5 e 30 m<sup>2</sup>: 350 euro/ m<sup>2</sup>
- Per impianti di taglia superiore ai 30 m<sup>2</sup>, implementazione di un "conto energia termico" attraverso contacalorie applicato all'impianto e sistema di trasmissione dei dati a un soggetto terzo.

Più in generale, un sistema di incentivazione per il solare termico dovrebbe essere costruito in modo da fornire a chi decide di installare un impianto solare termico garanzie da far valere nei confronti delle banche che in tal modo concederebbero automaticamente il prestito per l'investimento iniziale (come nel caso del "conto energia" per il fotovoltaico).

## **- Certificati bianchi (TEE)**

Di seguito si descrivono alcuni aspetti da valutare per rendere più efficace il meccanismo dei CB o titoli di efficienza energetica (TEE).

Le schede di valutazione dei risparmi per cogenerazione e teleriscaldamento nel settore civile sono state bloccate da una sentenza del TAR da luglio 2006 a (almeno) luglio 2010 (il Consiglio di Stato ha emesso la sentenza definitiva a dicembre 2008; l'AEEG ha emanato le nuove schede a maggio 2010 e si è in attesa dello sblocco dei TEE contabilizzati in questi anni). Al di là delle motivazioni del ricorrente, è difficile che un meccanismo sottoposto a queste problematiche possa realmente attrarre e stimolare degli investimenti, visto che chi ha presentato proposte in questo periodo non ha ottenuto titoli (il ricorso tra l'altro riguarda la quantità dei certificati da riconoscere, non l'ammissibilità).

Il problema affonda le sue radici nel sistema giudiziario nazionale; non si può cambiare il Paese da un giorno all'altro, ma si potrebbe trasferire un decimo del costo degli incentivi al momento basati sugli oneri di sistema in un fondo apposito per rafforzare il personale di Ministeri, Regioni, e TAR coinvolti. Si tratta di circa 200 M€, con cui sarebbe possibile assumere personale qualificato presso gli enti coinvolti nei processi autorizzativi e amministrativi, oltretutto introdurre nuove risorse per attività tecniche a supporto di MSE, MATTM, AEEG e ENEA. Ciò permetterebbe di contrastare, se non di superare, una delle classiche barriere evidenziate da operatori e utenti e di rilanciare la competitività del nostro Paese in questo settore.

Le informazioni relative alla disponibilità di titoli sul mercato ed ai prezzi di scambio sono migliorate grazie agli ultimi provvedimenti (prezzi medi mercato bilaterale, rapporti semestrali), ma ancora non sono sufficienti a consentire ad un investitore di gestire adeguatamente il rischio, sia per la scarsa frequenza degli aggiornamenti, sia per carenza di dati; ciò rappresenta un limite importante per un dispositivo che si definisce di mercato.

Sarebbe pertanto utile una pagina web sul sito dell'AEEG e/o del GME che informasse in tempo reale sui TEE riconosciuti ed eventualmente su quelli sottoposti a valutazione (scelta che potrebbe avere alcuni effetti negativi, specie in caso di fenomeni speculativi), o almeno con cadenza mensile.

L'informatizzazione della piattaforma dovrebbe rendere fattibile una simile proposta senza particolari oneri ed in modo automatizzato.

La determinazione delle nuove regole del rimborso in tariffa per i distributori – indicizzato ai principali vettori energetici, ma non agli esiti dei mercati negli anni precedenti – rappresenta un limite alla crescita dei prezzi dei certificati bianchi, tenuto conto della scarsa propensione dei distributori a realizzare direttamente progetti (peraltro resa difficile dalla normativa vigente) e ad acquistare certificati ad un prezzo maggiore al rimborso stesso. Non avendo più a disposizione interventi remunerativi come le lampade e i rompigetto residenziali si tratta di un aspetto delicato, visto che per raggiungere gli obiettivi crescenti occorrerà presentare nuovi interventi coinvolgendo anche quelli che al momento non partecipano al meccanismo.

Per ottenere tale risultato si può introdurre una semplificazione delle domande di incentivazione a consuntivo (o quantomeno un supporto alla redazione delle stesse, che l'ENEA ha espresso intenzione di voler offrire) e un'azione volta o a un aumento del rimborso in tariffa o all'incremento

degli anni di riconoscimento dell'incentivo (o al riconoscimento di una maggiore addizionalità ai risparmi, anche maggiore del 100%), eventualmente collegati alla riduzione delle soglie minime dei progetti.

Il D.Lgs. 115/2008 prevede la possibilità di estendere gli obblighi del meccanismo a soggetti diversi dai distributori di energia elettrica e gas. Lo stesso decreto ha assimilato i titoli di tipo III a quelli di tipo II, rendendoli finalmente vendibili sul mercato. Ciò rende applicabile il meccanismo ai risparmi di gasolio e GPL, aspetto interessante per alcune zone agricole e montane. Rimangono esclusi i certificati legati ai risparmi sul trasporto (titoli di tipo IV), che potrebbero essere valorizzati comprendendo i distributori di gasolio nel meccanismo, ammesso che le complessità gestionali giustificano un tale sforzo. L'aggiunta di nuovi soggetti obbligati, al di fuori della cerchia dei distributori di energia elettrica e gas, potrebbe avere

effetti positivi non tanto in ragione dell'incremento degli obblighi, quanto per la redistribuzione degli oneri (su gasolio e GPL, ad esempio). Più difficilmente si avrebbe che i nuovi soggetti obbligati risultino attivi nella realizzazione di interventi, in quanto è più probabile, non avendo le competenze per operare come società di servizi, che si limitino a svolgere il ruolo di compratori di titoli, come i distributori attualmente coinvolti.

Si ritiene pertanto utile, prima di modificare l'attuale impianto, verificare attentamente i pro e contro del coinvolgimento di soggetti quali i venditori negli altri Paesi in cui è in vigore un meccanismo simile a quello dei certificati bianchi.

Per finire, anche in ragione dei costi valutati da ERSE relativamente allo sviluppo delle fonti rinnovabili termiche, sarebbe opportuno rivedere le modalità di calcolo dei risparmi per le tecnologie correlate alle FER termiche, aumentando il numero di anni di riconoscimento dell'incentivo a introducendo un fattore di addizionalità favorevole. La tabella seguente, che indica il contributo complessivo riconosciuto dai certificati bianchi per alcune applicazioni tipiche ipotizzando un tasso di sconto del 5%, evidenzia come, a causa dell'addizionalità, alcune tecnologie convenzionali – ma anche alcune FER termiche – ricevano un contributo non sufficiente a promuovere gli investimenti nel settore. Oltre al solare e alle pompe di calore presenti in tabella, per le rinnovabili termiche si possono considerare le caldaie alimentate a biomasse per usi centralizzati, che possono rientrare nella scheda 26 pubblicata nel 2010, e la cogenerazione a biomasse. In questo caso l'incentivo può andare oltre il 10% dell'investimento iniziale, una soglia superata solo dalla famiglia delle lampade (FCL, SAP e led), dai rompigitto, dai sistemi di pompaggio con inverter, e, in misura minore, dal solare termico con integrazione elettrica e dai dispositivi anti stand-by.

Tecnologia	Scheda	Unità	Unità	€/unità (totale attualizzato 5 anni, tasso 5%, TEE 80 €/tep)
			per 25 tep	
Caldaia a 4 stelle unifamigl. ACS	3	caldaia	238-676	12,8-36,3
Solare Termico integrazione gas	8	m <sup>2</sup>	187-410	21,1-46,4
Pompe di calore COP 4	15	appartam.	116-1.190	7,2-74,8
Condizionatore < 12 kW <sub>f</sub>	19	kW <sub>f</sub>	5.556-12.500	0,6-1,5
Cogenerazione	21	1 motore	100*	35.000

\* Tep prodotte da un cogeneratore da 500 kW<sub>e</sub> alimentato a gas naturale con 3.000 ore di funzionamento/anno. Nel caso di alimentazione a biomassa il risparmio sale a circa 500 tep, per un totale di 175.000 €.

#### **- Misure a favore della biomassa**

Ai fini di un migliore impiego delle biomasse forestali sarebbe necessario migliorare la conoscenza della

risorsa disponibile (spesso caratterizzata da dati vecchi, mancanti, o diversi da fonte a fonte), migliorare l'accessibilità alle aree boschive (caratterizzate da una frammentazione in piccole proprietà non sempre accessibili) e prevedere una maggiore sensibilizzazione delle parti interessate verso i benefici di una corretta gestione forestale.

A tale proposito vanno sostenute e promosse le piattaforme per la produzione e distribuzione dei biocombustibili legnosi, realizzate dalle imprese boschive e agricole. Vedi in proposito le azioni proposte nell'ambito del progetto europeo IEE, *Biomass Trade Centres* ([www.biomassstradecentres.eu](http://www.biomassstradecentres.eu)). Vanno altresì sostenute le iniziative relative alla *Short Rotation Forestry*, che hanno già portato a più di 6.000 ha di ceduo a corta rotazione.

Per agevolare l'utilizzo della biomassa a fini energetici sarebbe fondamentale chiarire in maniera univoca le regole per la gestione delle biomasse di origine non vergine (inclusione/esclusione dagli adempimenti riservati ai rifiuti) ed il corretto inquadramento del digestato o delle ceneri derivanti dai processi di produzione di bioenergia, il cui trattamento è applicato in maniera non uniforme (come testimonia la ricca giurisprudenza in materia).

Circa il cap. 4.6.1 sull'approvvigionamento interno di biomassa rileviamo che alla tab. 8, non è stata riportata alcuna informazione. Segnaliamo che al 2008 sono state censite le seguenti superfici a cedui a corta rotazione (SRF) in Italia ( fonte: elaborazione AIEL):

<b>Regioni</b>	<b>ha</b>
Lombardia	3.300
Veneto	1.200
Friuli V.G.	260
Piemonte	140
Lazio	100
Umbria	90
Marche	60
Emilia Rom	40
Toscana	10
Abruzzo	5
<b>Totale</b>	<b>5.105</b>

Al cap. 4.6.2 , va tenuto presente che sostanziali differenze tra i dati dell'Inventario Forestale Nazionale e i dati del censimento Istat devono essere valutate tenendo conto della diversa metodologia applicata. Quest'ultimo censimento è riferito alle superfici forestali di cui si conosce un conduttore certo, quindi è plausibile che non siano comprese quelli che, per diverse motivazioni, non da ultima le forti emigrazioni avvenute tra la seconda metà del 1800 e l'inizio del 1900, restano di fatto boschi abbandonati.

Una politica di promozione della gestione sostenibile del patrimonio forestale nazionale può sicuramente produrre positivi effetti sulle quantità annuali di biomasse da destinare allo scopo energetico, valorizzando allo stesso tempo il territorio, preservandolo dal degrado e dagli incendi e promuovendo lo sviluppo economico a partire dalle imprese forestali.

Al cap. 4.6.1 non viene fornita alcuna risposta alla domanda del "template" circa la consistenza della biomassa importata. Le informazioni al riguardo sono in effetti carenti e meriterebbero un approfondimento

non episodico. Da analisi statistiche internazionali da fonte FAO (2009) l'Italia è il primo importatore mondiale di legna da ardere, sesto importatore mondiale di cippato di conifera e ottavo di cippato di latifolia, nonché terzo importatore segatura e altri scarti della lavorazione del legno (Pettenella Ciccarese Sherwood 154 2009).

Le previsioni del Piano assegnano alle biomasse solide un ruolo importante per il raggiungimento degli obiettivi del 17%. Ruolo e obiettivi condivisibili, se nell'intreccio delle politiche per la definizione di regole e incentivi viene privilegiata l'energia termica a scala domestica e nelle reti di teleriscaldamento, la cogenerazione a piccola e media scala, i modelli organizzativi che valorizzano le risorse locali, le produzioni forestali e fuori foresta, la promozione delle tecnologie, apparecchi e impianti più efficienti, il sostegno al miglioramento della qualità e alla standardizzazione delle biomasse legnose.

Circa le considerazioni espresse nel cap. 4.4 sulle le emissioni prodotte dagli impianti domestici a biomassa legnosa, che possono costituire un ostacolo all'utilizzo della biomassa per usi energetici, siamo dell'avviso che, per non restare nelle generiche preoccupazioni, occorra agire per la progressiva sostituzione del parco degli apparecchi domestici obsoleti (che probabilmente superano i 4 milioni di installazioni), con nuove applicazioni con rendimenti certificati e basse emissioni, già presenti sul mercato che già forniscono buone "performance".

Non si tratta quindi di demonizzare o mortificare l'uso della legna da ardere e delle altre biomasse legnose come *pellet* e cippato, tenuto conto anche della larghissima diffusione (oltre il 25% delle famiglie italiane utilizzano legna da ardere a diversa scala, fonte ricerca Apat), siamo bensì dell'avviso sia utile e necessario operare per aumentare progressivamente i livelli di efficienza di apparecchi e impianti e ridurre quindi in tal modo le emissioni.

Cogliamo positivamente le affermazioni del piano che prevedono un sistema di incentivi per la sostituzione degli apparecchi a bassa efficienza e sottolineiamo la necessità che queste giuste affermazioni si trasformino in provvedimenti operativi. C'è bisogno altresì che venga posta adeguata attenzione anche ai criteri per garantire una corretta installazione degli apparecchi, argomento che è significativamente legato alla efficienza e alla sicurezza.

### **- Filiera biogas-biometano**

Per una piena e completa diffusione del settore del biogas è necessario risolvere alcuni limiti oggi presenti:

1. sia possibile utilizzare come materie da destinare al digestore anaerobico anche alcuni sottoprodotti come scarti alimentari, scarti della ristorazione, frazioni biodegradabili e selezionate dei rifiuti urbani, scarti di macellazione e scarti agroindustriali, ossia materie di base con un costo negativo, come avviene in altri paesi europei, sia pur dopo pastorizzazione, senza rientrare nei vincoli burocratici e normativi degli impianti di smaltimento di rifiuti;
2. sia possibile valorizzare il digestato in uscita per impieghi agricoli senza rientrare nella normativa dei rifiuti da impianti di produzione, riconoscendone a tutti gli effetti la caratteristica di fertilizzante;
3. sia possibile valorizzare il biogas come biometano da immettere nella rete del gas, molto capillare in alcune regioni, con vantaggi sia di migliore sfruttamento energetico che di minori costi manutentivi rispetto alla produzione elettrica in sito; occorre a tale proposito stabilire prescrizioni realistiche sulla qualità del gas e valorizzazioni economiche equivalenti a quanto previsto per i biocombustibili o per la tariffa onnicomprensiva.

Il ministero dello Sviluppo Economico potrebbe intraprendere delle iniziative a livello nazionale e periferico di concerto con il Ministero della Sanità e dell'Ambiente, coinvolgendo i servizi tecnici ministeriali e regionali in modo che gli aspetti sanitari, ambientali ed energetici siano considerati in maniera unitaria e non come somma di vincoli indipendenti. In tal modo sarà possibile costruire un piano di azione dedicato, affidabile ed efficace, e si potranno implementare azioni in grado di fornire agli operatori procedure chiare ed applicabili, assicurando la migliore valorizzazione della 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, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani, esattamente come recita la definizione di biomassa nell'art. 2 della direttiva 2009/28/CC.

Sotto il profilo delle potenzialità del biogas, il PAN nella proiezione al 2020 prevede per il biogas :

- a. Nella tabella dell'energia elettrica 750 MWe di impianti e 275 Ktep di en.el. prodotta. A questo proposito si ritiene vi sia un errore di calcolo. Dai ktep calcolati emerge che è stato considerato un funzionamento degli impianti per 4.100 ore, in luogo di 7.500 ore, dato medio che in tutti gli impianti di origine agricola e zootecnica viene normalmente raggiunto e superato.
- b. Nella tabella del riscaldamento/raffrescamento 141 ktep nella produzione di calore , che presumiamo siano calcolati come quota parte della cogenerazione
- c. Nella tabella dei trasporti quota parte di 50 Ktep come biocarburante.

La somma è pari a 446 ktep, circa lo 0,37% dell'energia primaria da FER al 2020.

Il PAN presenta un'evidente sottostima della filiera biogas – biometano, così da rendere di fatto prive di effetto le previsioni di cui al par. 4.1.5 sulla introduzione del biometano in rete; infatti riteniamo la produzione prevista dal PAN al 2020 sia già oggi realizzabile negli impianti in produzione e quelli in fase di cantiere alla data odierna.

Il potenziale stimato dal C.R.P.A. (Centro Ricerche Produzioni Animali , 2010) al 2020, utilizzando solo 200.000 ha per colture di primo raccolto, ammonta a circa 6,5 mrd/anno di Nmc di gas metano equivalente. Il PAN quindi presenta un potenziale del biogas al 2020 circa 8-10 volte inferiore a quello stimato da CRPA. Pertanto a fronte di un potenziale produttivo al 2020 stimato pari a circa 3.600-4.400 ktep rispetto a quanto sopra riportato, si propongono le seguenti principali modifiche:

- a. Raggiungimento al 2020 del 60% circa rispetto al potenziale, pari a circa 2.600 ktep
- b. L'incremento del contributo della filiera biogas viene attuato anche in virtù dell'introduzione della possibilità di immissione in rete del biometano, con un utilizzo sia in ambito elettrico che come biocarburante, mentre la produzione di calore viene prevista principalmente in ambito cogenerativo
- c. Per quanto riguarda la produzione di biocarburanti, essendo di fatto il biometano un biocarburante di seconda generazione (nelle stime di CRPA si calcola di utilizzare non più del 20-25% di biomasse di primo raccolto per il raggiungimento del potenziale, e per la parte restante sottoprodotti agricoli, zootecnici e agroindustriali) si è voluto prudentemente approssimare ai fini del calcolo dell'obbligo di biocarburanti un moltiplicatore medio del 1,5 per ogni ktep utilizzato.

L'incremento di produzione viene realizzato principalmente con una riduzione di dell'energia elettrica di importazione e dei biocarburanti di prima generazione di importazione.

La proposta prevede pertanto di produrre al 2020 circa 4.5 Mrd di gas metano equivalente da biogas, per una produzione complessiva di circa 2.600 ktep al 2020 pari al 11,5% del consumo di FER al 2020.

Di seguito riportiamo gli effetti della presente proposta al prospetto riepilogativo generale:

Per conseguire questo risultato si propone di apportare le seguenti modifiche al PAN di seguito riportate.

L'esito di dette modifiche è realizzato attraverso una riduzione sul complessivo delle biomasse solide e dell'energia importata , con un maggior ricorso a biomasse sottoprodotto corrispondenti ai criteri di sostenibilità definiti dalla UE per l'utilizzo delle biomasse agricole e dei sottoprodotti.

#### 1) **In ambito elettrico**

- a. una potenza installata da biogas al 2020 pari a 1.740 MW<sub>e</sub> con una produzione media annua di 7500 ore.
- b. Una minor produzione da biomasse solide (l'energia elettrica prodotta dalle biomasse solide si realizza in gran parte attraverso biomasse d'importazione) e liquide (in larga misura si tratta di olio di palma proveniente dal sud est asiatico), -30% rispettivamente.
- c. Una minor quota di energia elettrica di importazione.

## 2) **In ambito calore/raffrescamento**

- d. Un utilizzo in ambito cogenerativo tramite un progressivo incremento del biometano in rete

### **- Idroelettrico ed energia maree, moto ondoso ed oceani**

Si segnala come in Tabella 10a, per l'anno 2005, la capacità installata indicata per l'idroelettrico è sensibilmente diversa da quella indicata nei *report* ufficiali TERNA e GSE per lo stesso anno. In tabella viene, infatti, indicato un valore di capacità installata totale per l'idroelettrico rinnovabile pari a 13.890 MW, mentre nelle stime ufficiali il valore indicato è di 17.326 MW.

Si rileva inoltre, con riferimento alla fonte "*Energia maree, moto ondoso e oceani*", che a fronte di una potenzialità al 2020 di circa 800 MW di installato ipotizzati nel Position Paper del 2007, nella tabella 10b si prevede per il 2020 una potenza installata decisamente più esigua, pari a soli 3 MW. Sarebbe opportuno chiarire quali siano gli elementi conoscitivi intervenuti successivamente alla stesura del Position Paper del 2007 che hanno condotto a un tale ridimensionamento della stima delle potenzialità di questa fonte.

Le proiezioni del PAN per la producibilità attesa al 2020 per la fonte BIG HYDRO > 10 MW, HYDRO 1-10MW e MINI-HYDRO < di 1 MW risultano obiettivi condivisibili e attendibili.

Infatti gli impianti di grossa taglia, a fronte di prevedibili investimenti in progetti di revamping-repowering, che potranno incrementare i livelli di efficienza-rendimento elettroidraulico, avranno come elemento ostativo l'applicazione dei nuovi Piani di tutela delle acque che, imponendo fattori di D.M.V (Deflussi Minimi Vitali in alveo) molto più consistenti che nel passato, faranno sentire il loro effetto in termini di energia producibile annualmente su ogni singola centrale idroelettrica e pertanto pare giustificato il decremento da 43.762 GWh riferito al 2005 al valore potenziale di 42.000 GWh al 2020, tenendo conto del fattore di normalizzazione dei valori imposto dalla attuale normativa U.E..

Per le centrali di grande taglia con potenza > di 10MW il PAN preveder di scendere da 34.521 GWh al 2008 a 28.012 al 2020 (sottolineiamo con grande preoccupazione questo dato).

Per le centrali di taglia media da 1 a 10MW viene previsto un adeguato fattore di sviluppo incrementale, da 7.390 GWh al 2005 a 11.434 GWh al 2020.

In analogia per la MINI e MICRO HYDRO comprendente le centrali aventi potenza < di 1 MW si prevede un buon fattore incrementale, passando da 1.851 GWh del 2005 a 2.554 GWh al 2020.

In questi ultimi due *range* produttivi per raggiungere gli obiettivi previsti nel PAN occorrerà che le Regioni adottino un adeguato approccio positivo per il settore Idroelettrico dal momento che, stante le tempistiche per l'ottenimento delle concessioni di derivazione di acque pubbliche ad uso Idrometrico attuali, unitamente alla complessità della fase progettuale, senza opportuni fattori correttivi, ci pare veramente di difficile attuazione.

Pertanto auspichiamo quindi che siano adottate, seppur in maniera concertata, misure chiare, vincolanti e non solo indicative INDICATIVE, ma VINCOLANTI per le singole Regioni sulle quote di ripartizione degli obiettivi per le future produzioni da F.E.R. in quanto, se non introdotte, potrebbe risultare pregiudicato il raggiungimento degli obiettivi complessivi del PAN (quindi configurare vuoti di sviluppo non solo di quelli per il settore idroelettrico).

Per supportare il settore occorrerà altresì che gli attuali strumenti di incentivazione e sostegno, incluso il regime del ritiro dedicato, con particolare riferimento allo strumento dei Prezzi Minimi Garantiti, siano non solamente mantenuti, ma anche costantemente adeguati e in una ottica di miglioramento delle modalità incentivanti, calibrati con più accuratezza in base alla taglia produttiva delle centrali idroelettriche.

Prendiamo atto che tra gli obiettivi del Piano (vedi pag n.98) è prevista una diminuzione potenziale degli oneri di incentivazione ma sottolineiamo come per il settore idroelettrico, che utilizza una tecnologia altamente specializzata e definibile "*matura*", ipotizzare tagli tariffari sulle tariffe omnicomprensive o sul fattore moltiplicativo legato al C.V. sia una misura da vagliarsi con estrema cautela onde non vanificare gli

obiettivi condivisibili al 2020 per tutto il settore Idroelettrico.

Anche una modifica del “*Concetto di Rifacimento*” per le centrali che terminassero il periodo di incentivazione, dovrebbe essere applicata con particolare cautela ed attenzione.

### **- Eolico**

In merito al settore eolico l’obiettivo di 16.000 MW di potenza è in linea con le previsioni del settore che aveva a suo tempo indicato in 24.000 MW il potenziale teorico massimo per l’Italia, e in 16.200 MW il potenziale nazionale tenendo conto delle limitazioni di carattere paesaggistico, ambientale esistenti. Infatti l’applicazione di tali limitazioni progettuali, estremamente cautelative rispetto agli impatti anche marginali dell’installazione di parchi eolici, riduce sensibilmente le aree in cui l’eolico può essere fatto, nonché esclude la realizzazione di impianti che non rispettino rigidi criteri di attenzione paesaggistica onde evitare, tra l’altro, l’effetto selva.

Si segnala peraltro che il trend degli ultimi cinque anni, è perfettamente in linea con il raggiungimento dell’obiettivo di 16.200 MW al 2020, ma rischia seriamente di bloccato interrompersi bruscamente ed irrimediabilmente per i prossimi 10 anni, con l’impossibilità di raggiungere l’obiettivo minimo indicato, qualora non si rimuova la previsione introdotta recentemente nel D.L. 78/2010 che abroga il meccanismo di garanzia del riacquisto dei CV inventuti da parte del GSE, ovvero che non si provveda a dare organicità e stabilità al sistema di incentivazione

Si segnala altresì che, ai sensi della disciplina dell’articolo 12, D.Lgs. 387/2003, il procedimento ordinario di autorizzazione è necessario, non solo per la realizzazione di nuovi impianti ma altresì per le ipotesi di modifica, rifacimento totale o parziale e riattivazione di impianti già esistenti. Dato che questa evenienza si presenta in modo spiccato nel caso di impianti eolici, andrebbero pertanto introdotte procedure semplificate per tali lavori e meccanismi che permettano una migliore efficienza e rendimento delle apparecchiature da sostituire, prevedendo la possibilità di aumentare la potenza della macchina a fronte di una (eventuale) riduzione nel numero delle stesse.

Infine il PAN non può non menzionare l’apporto futuro del mini e microeolico, stimato in almeno un migliaio di MW.

### **- Fotovoltaico**

L’obiettivo di 8 GW di potenza installabile per il fotovoltaico in Italia è palesemente troppo basso, se solo si considera il trend dell’Italia, che nel solo 2010 stima di installare 1,5 GW e la vicina Germania, nonostante abbia un irraggiamento mediamente del 30% più basso rispetto al nostro paese, nel 2009 abbia registrato un dato cumulato di tutti gli impianti di 9,76 GW e stima di installare nel solo 2010 oltre 5GW.

Riteniamo che la molteplicità di parametri che condizioneranno la crescita del mercato del fotovoltaico renderebbe più opportuno porsi un obiettivo all’interno di una range che, per quanto detto sopra, dovrebbe collocarsi fra 15 e 18 GW, con il valore minimo basato sulla mera conservazione della capacità produttiva e di servizio oggi realizzata in Italia, mentre il valore più alto assume un valore, sempre prudenziale, facilmente raggiungibile se si applicheranno le auspiccate semplificazioni nei processi autorizzativi e si avrà un raggiungimento graduale della *grid parity* prima del 2020 per le applicazioni più mature grazie al continuo calo dei costi.

Vanno infine segnalati i prevedibili sviluppi del fotovoltaico a concentrazione, per cui la nuova proposta di conto energia prevede un’apposita incentivazione.

## **- Solare termico**

L'industria del solare termico, industria meccanica e termoidraulica comprendente piccole e medie imprese specializzate nel solare e grandi aziende termoidrauliche, arricchisce il tessuto industriale italiano creando innovazione e occupazione e presenta oggi un potenziale di produzione annua di pannelli solari termici di 1 GW<sub>th</sub> (pari a 1,4 milioni di metri quadrati).

Il mercato del solare termico ha visto negli ultimi anni uno sviluppo significativo, passando dai 130 MW<sub>th</sub> del 2006 ai quasi 300 MW<sub>th</sub> del 2008, quindi più che raddoppiando il proprio installato annuale. A oggi, nonostante la crisi economica abbia colpito anche il nostro settore, il totale installato in Italia ha ampiamente superato 1 GW<sub>th</sub> (siamo intorno a 1,4 GW<sub>th</sub> pari a quasi 2 milioni di m<sup>2</sup> installati).

In numeri assoluti quello italiano è quindi il secondo mercato europeo, mentre se guardiamo alla densità, cioè ai metri quadrati installati per migliaia di abitanti, siamo al di sotto della media europea (= 36 kW<sub>th</sub>/1000 ab) e ben lontani dall'Austria (= 280 kW<sub>th</sub>/1000 ab), con 18 kW<sub>th</sub> (= 26 m<sup>2</sup>), pari a 0,03 m<sup>2</sup> per abitante, a testimonianza dell'ampio potenziale di sviluppo di un settore particolarmente favorito dalle condizioni climatiche del nostro Paese ma scarsamente "facilitato" da un quadro legislativo ancora frammentato e poco coerente.

Con riferimento alla tabella 4a a p. 22 del PAN, l'Italia dovrà raggiungere entro il 2020 il 17% di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia, pari a 22,3 Mtep. Oggi siamo a circa 7,4 Mtep e quindi per raggiungere l'obiettivo sono necessari altri 14,6 Mtep da fonti rinnovabili.

Ai fini della Direttiva, che, per i due settori, elettricità e riscaldamento, non indica obiettivi settoriali, e quindi non entra nel merito del mix energetico che ogni Paese Membro intende realizzare per il raggiungimento del proprio obiettivo, produrre una certa quantità di energia termica o di energia elettrica è del tutto equivalente. Quello che cambia sono i costi, e per la produzione di 1 kWh termico nella maggior parte dei casi è inferiore a quello necessario per la produzione di 1 kWh elettrico.

Considerando che in Europa ben il 49% dei consumi finali riguarda l'energia termica, di cui il 34% è calore alle basse temperature, e che ben il 61% dei fabbisogni totali di calore alle basse temperature riguarda il settore residenziale, è facile immaginare un ruolo centrale del solare termico nel raggiungimento degli obiettivi al 2020.

L'obiettivo al 2020 dovrebbe essere, vista l'economicità, efficienza e semplicità della tecnologia, quello di raggiungere 1 m<sup>2</sup> installato per abitante. Si tenga conto che questo non è un obiettivo particolarmente ambizioso, in quanto si calcola che 1 m<sup>2</sup>/abitante servirebbe a soddisfare il solo fabbisogno relativo alla produzione di acqua calda sanitaria (ACS).

Il raggiungimento di questo obiettivo corrisponderebbe a una crescita media annua del 35% e porterebbe a un totale installato nel 2020 di circa 42 GW<sub>th</sub> con un risparmio di 3,6 Mtep, pari al 25% dell'obiettivo complessivo al 2020.

Riteniamo quindi che i 1400 ktoe indicati nella tabella 11 a p. 156 del PAN come obiettivo al 2020 per il solare termico sottostimino significativamente il contributo che questa tecnologia potrà dare al raggiungimento degli obiettivi. E chiediamo che si indichi, come obiettivo al 2020 del solare termico, 3,6 Mtep, pari a 42 GW<sub>th</sub>.

## **- Biocarburanti**

L'impostazione generale e gli obiettivi del piano sono evidentemente legati alla quota del 10% sui trasporti definita dalla direttiva 2009/28/Ce. Per il rispetto di questo obiettivo il PAN si affida a quote importanti di importazioni. Al fine di promuovere e sviluppare la promozione di biocarburanti in ambito nazionale e ridurre gli apporti delle importazioni, è ancor più necessario orientare gli sforzi nelle seguenti direzioni:

- promuovere la produzione di biometano per il suo utilizzo nei trasporti. Per questo è necessario innalzare le previsioni al 2020 per la voce biometano, attualmente sottostimata. Le più importanti

ricerche confermano che il biometano è oggi il biocarburante più efficiente e che necessita delle minori superfici agricole. L'Italia è il primo paese europeo per numero di veicoli a metano (oltre 600.000) e terzo paese nel mondo. La principale casa automobilistica Italiana è uno dei maggiori costruttori di auto a metano predisposte dalla casa madre e produce un modello che ha un grado di autonomia di approvvigionamento a metano, tra le maggiori sul mercato internazionale. La rete di distribuzione del metano in Italia è tra le più diffuse d'Europa e del Mondo. Tutti elementi che mettono in una speciale condizione il nostro paese nella promozione del biometano come biocarburante.

I certificati di immissione in consumo dei biocarburanti previsti per assolvere alla quota d'obbligo regolata dalla legge vigente, indicati nel cap.4.5 del PAN, potrebbero, con opportune modifiche alle norme, essere estesi anche al biometano immesso in rete e utilizzato dai distributori di metano per autotrazione. In questo caso varrebbe un principio già utilizzato per la rete elettrica: inserisco in rete l'energia rinnovabile nel rispetto di precisi standard e la estraggo in qualsiasi punto della rete dove c'è un consumo, a determinate regole e condizioni. Infatti il biogas sottoposto al processo di upgrading si trasforma in biometano con caratteristiche del tutto analoghe al metano di origine fossile immesso in rete.

Per realizzare questi obiettivi è necessario definire in tempi rapidi uno standard qualitativo del biometano. ENEA potrebbe essere il soggetto a cui affidare questo compito. Gli standard già esistenti e messi a punto da altri paesi nord europei potrebbero rappresentare un ottimo punto di riferimento. E' altresì indispensabile definire un meccanismo incentivante senza il quale questa impostazione non potrebbe compiersi.

- Il PAN affronta il tema degli oli vegetali puri (OVP) a scopo energetico in varie parti. Nel rispetto dei principi del libero mercato è quanto meno auspicabile promuovere gli oli vegetali prodotti nel contesto nazionale ed europeo. Le esperienze più significative in Europa nella produzione e utilizzo degli O.V.P. come biocarburanti hanno riguardato in *primis* l'olio di colza e l'olio di girasole. In Germania una iniziale politica favorevole ha attivato centinaia di frantoi decentralizzati realizzati da agricoltori in forme associative per l'utilizzo nei motori agricoli .

In Italia, malgrado una legislazione favorevole ( D.lgs 26) abbia stabilito l'esenzione dall'accisa per gli OVP destinati ai motori agricoli, la norma resta inapplicata in attesa della notifica favorevole da parte della Commissione Europea, più volte rinviata e soggetta a ulteriori approfondimenti.

Una realistica previsione potrebbe riguardare l'obiettivo al 2020 per l'uso dell'OVP come biocarburante in quota parte (5-8%) rispetto al gasolio agricolo utilizzato nel settore primario. Ciò può essere raggiunto solo attraverso un processo di semplificazione normativa ( deposito fiscale, esenzione accisa) realizzato in tempi rapidi.

Va precisato che il settore dell'OVP prodotto a filiera corta non determina impatti negativi nel settore food, infatti la quota più importante dei semi delle oleaginose in questione (oltre il 60%) è destinato alla produzione di pannello proteico per l'alimentazione zootecnica, e solo una quota residua ( 30-35%) è trasformata in olio per lo scopo energetico.

- Sui biocarburanti di seconda generazione c'è grande attenzione, soprattutto per quelli che sono ottenuti dagli zuccheri derivati da cellulosa ed emicellulosa. Matrici più facilmente reperibili nel nostro contesto nazionale. E' corretto dare nelle previsioni del piano un adeguato spazio di auspicabile sviluppo per questo nuovo settore. Sarà necessario ancora qualche anno per cogliere maggiori elementi circa le effettive potenzialità di sviluppo.

Biodiesel e bioetanolo, pur considerando l'impegno delle imprese nazionali su questo versante, non sembrano rappresentare un sufficiente riferimento per lo sviluppo futuro dei biocarburanti.

### **- Valutazioni sulle stime numeriche**

Sarebbe opportuno chiarire, con riferimento a tutte le fonti e in particolare a quelle per cui la Direttiva prevede l'applicazione della formula di normalizzazione (idroelettrico ed eolico), quali presupposti ed ipotesi di crescita siano alla base di queste stime ed esplicitare meglio i criteri utilizzati per la stima dei contributi per ciascuna fonte.

Discorso del tutto analogo vale per la stima dei consumi finali di energia sui quali calcolare il contributo percentuale necessario al soddisfacimento dell'obbligo. Il Piano non fornisce alcuna indicazioni circa le regole e le ipotesi di calcolo, che consentano di valutare la condivisibilità delle previsioni, anche in relazione ad altre stime – peraltro generalmente più elevate – circolate nel corso di questi mesi

### **- Considerazioni finali**

Una volta completato l'iter previsto dalla Direttiva 2009/28/CE, andrà prevista una norma da approvare in sede legislativa che subordini qualsiasi cambiamento agli strumenti di incentivazione alla contestuale introduzione di altri che garantiscano il medesimo risultato in termini di conseguimento degli obiettivi. In caso contrario, infatti, verrebbe a mancare la precondizione per la realizzazione degli obiettivi al 2020.

29.06.2010