

# RIVISTA ELETTRONICA DI DIRITTO, ECONOMIA, MANAGEMENT

**Numero 2 - 2011**

**Energie rinnovabili: scenari, reti attive, energia nascosta,  
fonte-rifiuto, incentivazioni**

**Peer Review**

**a cura di Pietro Putti e Antonella Castelli**

FONDATA E DIRETTA DA  
**DONATO A. LIMONE**

---

**Direttore responsabile**

Donato A. Limone

**Comitato scientifico**

Stefano Adamo (Preside di Economia, Università del Salento), Piero Bergamini (Autostrade), Francesco Capriglione (Ordinario di Diritto degli intermediari e dei mercati finanziari, LUISS, Roma), Michele Carducci (Ordinario di Diritto Pubblico, Università del Salento), Ernesto Chiacchierini (Ordinario di tecnologia dei cicli produttivi, Università La Sapienza), Claudio Clemente (Banca d'Italia), Ezio Ercole (Vice Presidente dell'Ordine dei Giornalisti del Piemonte e consigliere della Federazione Nazionale della Stampa Italiana - FNSI), Donato A. Limone (Ordinario di informatica giuridica, Università telematica Unitelma-Sapienza, Roma), Vincenzo Mastronardi (Ordinario Psicopatologia forense, Università La Sapienza, Roma), Nicola Picardi (Professore emerito della Sapienza; docente di diritto processuale civile, LUISS, Roma), Francesco Riccobono (Ordinario di Teoria generale del diritto, Università Federico II, Napoli), Sergio Sciarelli (Ordinario di Economia Aziendale, Università di Napoli, Federico II), Marco Sepe (Ordinario di diritto dell'economia, Università telematica Unitelma-Sapienza, Roma)

**Comitato di redazione**

Leonardo Bugiolacchi, Antonino Buscemi, Luca Caputo, Claudia Ciampi, Wanda D'Avanzo, Sandro Di Minco, Paola Di Salvatore, Pasquale Luigi Di Viggiano, Paolo Galdieri, Edoardo Limone, Emanuele Limone, Marco Mancarella, Gianpasquale Preite, Angela Viola

**Direzione e redazione**

Via Antonio Canal, 7  
00136 Roma  
donato.limone@gmail.com

Gli articoli pubblicati nella rivista sono sottoposti ad una procedura di valutazione anonima. Gli articoli sottoposti alla rivista vanno spediti alla sede della redazione e saranno dati in lettura ai referees dei relativi settori scientifico disciplinari.

Anno II, n. 2, agosto 2011

ISSN 2039-4926

Autorizzazione del Tribunale civile di Roma N. 329/2010 del 5 agosto 2010

Editor ClioEdu

Roma - Lecce

*Tutti i diritti riservati.*

*È consentita la riproduzione a fini didattici e non commerciali, a condizione che venga citata la fonte.*

*La rivista è fruibile dal sito [www.giuritecne.it](http://www.giuritecne.it) gratuitamente.*

---

---

## INDICE

Editoriale .....	” 2
Introduzione	
<i>Pietro Maria Putti</i> .....	” 7
Scenari energetici nazionali	
<i>Bruno Baldissara, Maria Gaeta</i> .....	” 12
La generazione distribuita e le fonti energetiche rinnovabili: principali drivers per le smart grids	
<i>Giorgio Graditi</i> .....	” 20
I sistemi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	
<i>Paola Giuliani</i> .....	” 33
L'efficienza energetica: fonte nascosta	
<i>Antonella Castelli</i> .....	” 58
La fonte - rifiuto: appunti per una rivoluzione sociale	
<i>Renato Conti, Gianpaolo Mocetti</i> .....	” 69
It is Time to Re-think on Environment, Energy and Economics (E3)	
<i>Antonino Buscemi, Yalwe Alem Hagos</i> .....	” 85

---

---

## Editoriale

Il numero 2 del 2011 è dedicato alle “energie rinnovabili” ed è curato dal Prof. Pietro Putti e dall’Ing. Antonella Castelli, componente del comitato scientifico della stessa Rivista. Gli autori affrontano diverse problematiche: Bruno Baldissara e Maria Gaeta descrivono gli scenari energetici nazionali in questi ultimi anni, con particolare riferimento alle energie rinnovabili, sottolineando l’esigenza di una politica per la ricerca e lo sviluppo e la diffusione delle nuove tecnologie; Giorgio Graditi interviene sulle “smart grids”: verso una rete attiva e intelligente per la distribuzione dell’energia con il coinvolgimento di tutti gli attori interessati; Paola Giuliani si occupa delle incentivazioni per la produzione dell’energia elettrica da fonti rinnovabili (normative e modelli di incentivazioni). Antonella Castelli tratta dell’ “efficienza energetica” come “nuova energia nascosta”: avviare un processo di sviluppo sostenibile che richieda cambiamenti nella produzione e consumo dell’energia, presuppone la valutazione di impatto ambientale nella formulazione e nell’attuazione delle politiche economiche e settoriali, nell’elaborazione e nella messa a punto dei processi produttivi e, infine, modificazioni del comportamento e delle scelte del singolo cittadino. Renato Conti e Gianpaolo Mocetti dedicano il loro contributo alla “fonte-rifiuto” e alla portata rivoluzionaria di questa tematica sotto il profilo sociale. La soddisfazione del fabbisogno energetico costituisce una pre-condizione per la piena attuazione dei diritti fondamentali dell’individuo come sanciti dalla Dichiarazione Universale e dalla Costituzione. Ecco che la disponibilità di energia a prezzi sostenibili (e con impatti ambientali compatibili con le responsabilità verso le generazioni future) assume il ruolo di un obiettivo primario dell’azione di governo, nel cui contesto lo sviluppo delle fonti rinnovabili ed il recupero energetico dei rifiuti ha preso una posizione di sempre maggiore importanza, segnando così un’epocale trasformazione, lessicale, socio-antropologica ed economica della politica energetica mondiale, pur in un contesto nel quale molto rimane ancora da fare. Il numero si chiude con il contributo di Antonino Buscemi e Alem Hagos Yallwe sulla relazione tra ambiente, energia ed economia. Il progetto descritto nel saggio fornisce approfondimenti sui problemi teorici e fatti relativi ad inquinanti ambientali e dei suoi effetti sull’economia e l’importanza di basare la produzione energetica dei paesi, su fonti energetiche alternative per soddisfare la crescente domanda di energia elettrica.

Il Direttore della Rivista

*Donato A. Limone*

---

## Autori di questo numero

*Buscemi Antonino*

Phd St. in “Economia Internazionale” presso l’Università degli studi “Tor Vergata” di Roma Facoltà di Economia – Dipartimento di Economia, Diritto e Istituzioni. Docente di Diritto dell’Economia nei Master Universitari attivati presso la Libera Università LUSPIO-Fondazione FORMIT e di Risk Management Sanitario nei Master di Coordinamento delle professioni sanitarie e Direzione di Strutture complesse attivati presso la Libera Università LUSPIO-Fondazione FORMIT. Docente di Risk Management Sanitario nei Master di Coordinamento delle professioni sanitarie e di Infermieristica Forense presso l’Università Telma-Sapienza. Inoltre, ha pubblicato e curato alcuni articoli e monografie nel settore degli Intermediari Finanziari e Assicurativi, di Antiriciclaggio e Compliance e di Risk Management Sanitario. Abilitato alla professione di Dottore Commercialista, Revisore Legale e Promotore Finanziario, si occupa di Consulenza nel settore del Risk Management Sanitario e nello sviluppo di progetti finanziati a livello Nazionale ed Internazionale. Interessi di ricerca in Diritto dell’Economia ed Economia Internazionale (Antiriciclaggio e Compliance, impatto dei titoli derivati sulla crescita economica sul deficit, relazione tra evasione fiscale e deficit-GDP, indicatore EBIT-DA e valutazione di azienda in ambito internazionale, modelli econometrici per la stima e la previsione di andamenti economici, economia dell’ambiente); ricerca nell’ambito del Risk Management Sanitario (nuove tecnologie per la prevenzione degli errori, modelli organizzativi nel sistema sanitario alla luce del D.Lgs. 231/2001).

E-mail: [antonino.buscemi@uniroma2.it](mailto:antonino.buscemi@uniroma2.it)

*Bruno Baldissara*

Ricercatore presso l’Ufficio Studi ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l’energia e lo sviluppo economico sostenibile), ha sviluppato, all’interno del gruppo di modellistica dell’Ufficio Studi, il modello tecnico – economico Times-Italia. Negli anni ha maturato competenze nella elaborazione ed analisi di scenari energetici. Oltre ad essere uno degli autori dei principali report scientifici ENEA, il suo lavoro rientra nelle attività di supporto che l’ENEA svolge per il ministero dello sviluppo economico per la definizione della Strategie Energetica Nazionale. Tra le varie collaborazioni, si evidenziano quelle con l’ RSE (Ricerca sul Sistema Energetico) e con il gruppo di lavoro Fonti Rinnovabili di Confindustria, insieme al quale ha effettuato studi relativi allo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia e alla definizione di meccanismi di incentivazione alle FER elettriche alternativi a quelli odierni.

E-mail: [bruno.baldissara@enea.it](mailto:bruno.baldissara@enea.it)

---

*Antonella Castelli*

Ingegnere per l’Ambiente e il Territorio, Energy Manager e giornalista scientifica. Tra le varie consulenze professionali tecnico-scientifiche si evidenziano quelle per il Corpo Forestale dello Stato, la Rai Radiotelevisione Italiana presso la sede di Londra e l’ ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l’energia e lo sviluppo economico sostenibile). Autrice di numerose pubblicazioni scientifiche sui temi dell’efficienza energetica, nucleare (fissione, fusione e qualificazione), fonti rinnovabili ed energie alternative, ingegneria sismica e tecnologie per i beni culturali.

E-mail: [ingantonellacastelli@libero.it](mailto:ingantonellacastelli@libero.it)

*Renato Conti*

Responsabile Affari Legali di ACEA SpA, dove si occupa tra l’altro di *Mergers & Acquisitions*, legale finanziario e mobiliare, Normativa e Contrattualistica, Contenzioso, ha ricoperto precedenti posizioni come *General Counsel* di Telespazio SpA, nonché quale Responsabile *Joint Ventures & Strategic Alliances* in STET International SpA, la società preposta allo sviluppo internazionale del gruppo STET (oggi Telecom Italia).

Incaricato di docenze afferenti i temi del diritto societario e della *corporate governance* presso numerosi corsi post-lauream (Diritto e Impresa del Sole-24 Ore; Diritto ed Economia dei SSPPL presso la LUMSA di Roma; Avvocato d’Affari presso la Midiform Srl).

Collabora regolarmente con il Center for International Legal Studies di Salisburgo e con Kluwer law International per quanto riguarda la pubblicazione del Comparative Law Yearbook of International Business, sul quale sono apparse numerose sue pubblicazioni. È, inoltre, collaboratore della SDA Bocconi per il progetto di ricerca su “Corporate Governance e Local Utilities”.

Nel 2001 ha partecipato allo studio commissionato dalla Commissione Europea – Direzione Generale al Mercato Interno, in tema di Comparative Study of Corporate Governance Codes. Suoi scritti in materia di infrastrutture e servizi pubblici sono apparsi altresì sulla rivista elettronica [www.apertacontrada.it](http://www.apertacontrada.it).

E-mail: [renato.conti@aceaspa.it](mailto:renato.conti@aceaspa.it)

*Maria Gaeta*

Ingegnere per l’Ambiente ed il Territorio è ricercatrice presso l’Ufficio Studi ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l’energia e lo sviluppo economico sostenibile) ed è stata uno dei principali sviluppatori del modello tecnico-economico Times-Italia. Negli anni ha maturato competenze nell’elaborazione ed analisi di scenari energetici e sulle tecnologie a fonte rinnovabile e su processi industriali. Il suo lavoro rientra nelle attività di supporto che l’ENEA svolge per il Ministero dello Sviluppo Economico per la definizione della Strategia Energetica Nazionale. Tra le molteplici collaborazioni, si evidenziano quella con l’RSE (Ricerca di Sistema Elettrico) per lo sviluppo del settore elettrico del modello Times-Italia

---

e quella con il gruppo di lavoro Fonti Rinnovabili di Confindustria, per studi relativi allo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia e alla definizione di meccanismi di incentivazione alle FER elettriche alternativi a quelli odierni. Si evidenzia, inoltre, la partecipazione al progetto europeo FC-EuroGrid del FP7 per l'analisi di benchmark e performance delle fuel cells.

E-mail: maria.gaeta@enea.it

*Paola Giuliani*

Senior lawyer dello Studio Legale Putti, ha sviluppato competenze specifiche nel campo del diritto dell'energia, assistendo aziende interessate allo sviluppo di progetti nel settore delle rinnovabili, in particolare del fotovoltaico, dell'eolico e delle biomasse, prestando attività di consulenza in ordine ai processi autorizzativi, nella fase di contrattualizzazione delle operazioni di investimento aventi ad oggetto progetti in corso di autorizzazione, autorizzati, chiavi in mano, semi chiavi in mano e impianti connessi, assistendo le aziende clienti dello Studio Legale Putti nella redazione e negoziazione di contratti di cessione di quote sociali delle SPV, di cessione del diritto di superficie per l'installazione di impianti fotovoltaici, di EPC, di contratti tra EPC e subcontractors.

Esperta in materia di efficienza energetica, ha predisposto modelli contrattuali per le E.S.Co (Energy Service Company).

Nella materia del diritto nucleare ha prestato attività di consulenza nei settori del decommissioning e della gestione dei rifiuti radioattivi.

Nell'anno accademico 2005/2006 ha conseguito il diploma della Scuola internazionale di diritto nucleare attivata presso l'Università di Montpellier 1 in collaborazione con l'Agenzia per l'Energia Nucleare dell'OCSE.

Nell'ambito del diritto societario ha fornito e fornisce assistenza nelle operazioni di trasferimento delle partecipazioni sociali, di fusione e leveraged buy out; ha redatto e redige pareri sulle questioni giuridiche connesse alla amministrazione della società, alla responsabilità degli amministratori e dei soci, alla trasformazione e fusione (anche inversa) della società; alla responsabilità degli enti per gli illeciti amministrativi dipendenti da reato.

Per conto della REGIONE ABRUZZO ha contribuito alle attività di studio e di ricerca finalizzate alla stesura della L.R. n. 24, recante "Testo Unico in materia di sistemi di trasporto a mezzo di impianti a fune o ad essi assimilati, piste da sci ed infrastrutture accessorie" (BURA n. 16 bis del 25 marzo 2005) di attuazione della legge 363/2003 recante "Norme in materia di sicurezza nella pratica degli sport invernali da discesa e da fondo", partecipando direttamente alla redazione della stessa e della relativa relazione illustrativa.

Tra le sue pubblicazioni: *"Il consumatore: un personaggio ancora in cerca d'autore? Due sistemi a confronto"* (nota a Corte Cost. Ord. 30 giugno 1999, n. 282, in "Responsabilità Comunicazione e Impresa", 1999) e un formulario contrattuale on-line.

Partecipa assieme al Prof. Putti alla stesura della raccolta di saggi di diritto nucleare dal titolo *"Nucleare: diritto, tecnologie e territorio"*.

E-mail: ius@avvocatopaolagiuliani.it

---

*Giorgio Graditi*

Laureato in Ingegneria Elettrica con 110/110 e lode presso l'Università degli Studi di Palermo, ha conseguito il titolo di Dottore di ricerca in "Impianti Elettrici" presso la medesima Università. Dal 2000 è ricercatore presso il Centro Ricerche ENEA di Portici (NA). Svolge attività di ricerca e sviluppo nel campo dei sistemi fotovoltaici per la produzione di energia. È responsabile scientifico di progetti nazionali ed europei sui temi suddetti. E', inoltre, coordinatore del Joint Programme Smart Grids in ambito EERA - European Energy Research Alliance. È autore di oltre 70 pubblicazioni a congressi internazionali e su riviste scientifiche nazionali ed internazionali. È membro di comitati tecnici nazionali (CEI CT 82 - "Sistemi fotovoltaici") ed internazionali (IEA - Task 11 "PV Hybrid systems within mini-grids" e Task 14 "High penetration of PV systems in electricity grids"), nonché chairman di congressi internazionali nel settore dei sistemi fotovoltaici e delle smart grids.

Svolge attività di docenza presso master e corsi universitari sul tema dei sistemi fotovoltaici e delle smart grids.

E-mail: giorgio.graditi@enea.it

*Yallwe Alem Hagos*

Assistente di contabilità e Finanza presso l'Università Civile Etiope. Phd St. in "Economia Internazionale" presso l'Università degli studi "Tor Vergata" di Roma Facoltà di Economia – Dipartimento di Economia, Diritto e Istituzioni. Dal 2003 è docente universitario nei corsi di Finanza, Contabilità, Controllo di Gestione ed Economia. Si occupa di ricerca nel settore della teoria della crescita e dei sistemi di contabilità internazionale degli stati e bilancia dei pagamenti. Ha pubblicato alcuni articoli inerenti la ricerche svolte.

E-mail: alemhagos20032002@yahoo.com

*Gianpaolo Mocetti*

Responsabile dell'Unità Supporto Amministrativo dell'Area Industriale Ambiente di ACEA SpA, dove si occupa, tra l'altro, di attività legali afferenti alla normativa, alla contrattualistica, al contenzioso, agli aspetti autorizzativi, con particolare riferimento alle tematiche ambientali; ha ricoperto precedenti posizioni come Responsabile affari legali della società Enertad S.p.A., allora facente capo al Gruppo Falck, nonché come amministratore non esecutivo e responsabile delle attività legali e societarie di diverse società operative.

Ha seguito l'impostazione giuridica ed autorizzativa, la realizzazione e la gestione di diversi progetti industriali afferenti al settore ambientale, dei rifiuti e della loro valorizzazione energetica. Incaricato di docenza su temi di diritto ambientale, amministrativo e civile, con particolare riferimento al recupero energetico dei rifiuti, presso il Master sulle Energie rinnovabili organizzato dal "Sole24ore". Ha pubblicato studi ed articoli a contenuto giuridico nelle Riviste "Regioni e Ambiente" e "Ambiente e Sviluppo".

E-mail: gianpaolo.mocetti@aceaspa.it

---

# Introduzione

Pietro Maria Putti

Le energie rinnovabili hanno conosciuto negli ultimi anni uno sviluppo –sia tecnologico sia economico– che non è inopportuno definire notevole.

Anche dal punto di vista legislativo, la disciplina giuridica dell'impiego delle fonti rinnovabili per la produzione di energia è stata oggetto di numerosi interventi.

Le norme emanate col fine di promuovere quel repentino sviluppo del settore cui si è accennato, ne hanno accompagnato gli esiti positivi, agevolando il passaggio spesso difficile dall'invenzione all'innovazione in un settore, come quello energetico, cruciale per lo sviluppo economico.

Le disposizioni legislative hanno anche accolto quelle indicazioni comunitarie sulla promozione e lo sviluppo delle fonti rinnovabili finalizzate a contrastare, da un lato, i cambiamenti climatici e, da un altro lato, a creare una maggiore stabilità e sicurezza dal punto di vista degli approvvigionamenti energetici, data, soprattutto, la eccessiva dipendenza dalle fonti fossili.

Per quanto riguarda l'Italia, come è noto, tale dipendenza mantiene stabili dei livelli molto alti. Dal Rapporto Enea - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile - per il 2009 si evince, infatti, che il sistema energetico italiano risulta tuttora notevolmente squilibrato a favore dell'utilizzo delle fonti fossili

Ai dati sulla dipendenza del sistema energetico italiano dalle fonti cosiddette convenzionali vanno poi aggiunti i dati, parzialmente coincidenti, che riguardano l'eccessiva dipendenza dall'estero e che assumono una specifica valenza sotto il profilo della sicurezza degli approvvigionamenti.

In Italia, fino agli anni Sessanta del Novecento, la produzione di energia proveniva in misura preminente da fonti rinnovabili, in particolare attraverso l'idroelettrico che copriva quasi l'80% della domanda interna di energia, il geotermico per una quota del 5% e per il residuo dalla produzione termoelettrica.

L'esponentiale crescita della domanda di energia generata dal noto boom economico che ha interessato la Penisola rese necessario il ricorso ad altre fonti: da un lato, ai combustibili fossili e, da un altro lato, allo sviluppo dell'industria elettronucleare che nel giro di pochi anni aveva portato l'Italia, con quattro centrali in esercizio e una in costruzione negli anni Ottanta ai primi posti tra i produttori di energia nucleare.

Per un verso, l'utilizzo dei combustibili fossili ha finito per subire un ripensamento sul piano delle strategie energetiche per alcune fondamentali ordini di ragioni che risiedono:

- nella scarsità relativa di tali fonti;
- nella considerazione che il loro impiego sotto il profilo degli equilibri geopolitici pone il problema della sicurezza nell'approvvigionamento energetico;

---

- nell'acquisita consapevolezza che l'impiego di tali fonti costituisce una causa importante dell'emissione nell'atmosfera di sostanze climalteranti di carattere antropico che contribuiscono in maniera decisiva ai c.d. cambiamenti climatici e all'inquinamento atmosferico.

Per un altro verso, l'impiego della fonte nucleare ha posto negli anni una serie di problemi di accettabilità per via di timori legati, da un lato, alla sicurezza degli impianti e, da un altro lato, alla questione della gestione delle scorie che, da ultimo, si sono manifestati attraverso l'esito del referendum abrogativo del 12 e 13 giugno 2011, col quale, sebbene già abrogate dal legislatore, i cittadini italiani si sono espressi in senso sfavorevole alla riposizione di un quadro regolatorio finalizzato a consentire il riavvio della produzione di energia elettronucleare all'interno del territorio italiano.

In attesa di una rivisitazione complessiva del programma energetico nazionale rimasto al palo dell'ultimo Programma Energetico Nazionale (PEN) del 1988 che confermava l'uscita dell'Italia da nucleare, i rimedi per la perdita dell'apporto dell'atomo vennero individuati già a partire dal primo referendum "nucleare" del 1987, da un lato, nell'aumento delle importazioni di energia dall'estero e nell'impulso alla promozione delle energie rinnovabili, dall'altro lato, che trovò un terreno fecondo nella liberalizzazione della produzione da fonti rinnovabili racchiusa nelle leggi n. 9 e 10 del 1991 che diedero avvio al sistema di incentivazione tariffario recepito dal provvedimento del Comitato ministeriale prezzi 29 aprile 1992 e meglio noto come Cip. 6/92.

La promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili a partire dai primi anni Novanta è avvenuta principalmente attraverso l'introduzione di alcuni strumenti, entro i quali si è mosso anche recentemente il legislatore. Tali strumenti sono consistiti:

- a) nella introduzione di regimi di sostegno o incentivazione;
- b) nella semplificazione dei procedimenti amministrativi di autorizzazione per la costruzione e l'esercizio degli impianti;
- c) nell'adozione di misure volte a favorire l'immissione in rete dell'energia prodotta da rinnovabili in via prioritaria nonché lo sviluppo delle stesse reti.

Atteso che, come accennato, il sistema energetico italiano è stato fino agli Sessanta fortemente sostenuto dall'impiego del settore idroelettrico, è stato negli anni Novanta che si è iniziato a prendere in considerazione l'utilizzo delle fonti rinnovabili, in particolare per via dell'insufficienza dell'offerta di energia a soddisfare una domanda in costante crescita da un lato, e, come accennato, a causa dell'abbandono repentino dell'utilizzo dell'impiego dell'energia nucleare, da un altro lato. Un primo sistema di incentivazione venne emanato con il citato Cip n. 6/92 e poi modificato e arricchito con il d.lgs. n. 79/99 che ha recepito le prime direttive comunitarie in materia di energia e ha avviato la liberalizzazione del mercato elettrico italiano.

Successivamente, con il decreto legislativo n. 387/2003 emanato in attuazione della direttiva 2001/77 CE non solo è stato mutato ulteriormente il sistema di incentivazione ma è anche stata data attuazione alle indicazioni comunitarie in tema di semplificazione delle procedure autorizzative attraverso la previsione della Autorizzazione Unica alla costruzione e all'esercizio degli impianti in luogo del complesso articolato di procedimenti amministrativi allora esistenti, al fine di rendere più agevole e snello l'iter amministrativo e di conseguenza l'esercizio di tali attività.

Più in particolare, per quanto concerne la semplificazione delle procedure amministrative viene in rilievo l'art. 12 del decreto legislativo n. 387/2003 rispetto al quale si sono aggiunte Linee Guida

---

per l'autorizzazione degli IAFR emanate con Decreto del Ministero dello Sviluppo economico del 10 settembre 2010.

Il quadro regolatorio italiano posto a disciplina della produzione di energia da fonti rinnovabili è stato poi recentemente modificato con l'emanazione del Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. (GU n. 71 del 28-3-2011 - Suppl. Ordinario n.81) e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010 n. 96.

Il recente decreto legislativo n. 28/2011, ha ridefinito gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti.

L' art. 3 del decreto fissa, conformemente alle istanze provenienti dall'Unione Europea, gli obiettivi nazionali in materia di uso dell'impiego di fonti rinnovabili nella produzione di energia e stabilisce che:

- la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia da conseguire nel 2020 è pari al 17 % che nell'ambito dello stesso obiettivo, la quota di energia da fonti rinnovabili in tutte le forme di trasporto dovrà essere nel 2020 pari almeno al 10 per cento del consumo finale di energia nel settore dei trasporti nel medesimo anno;
- tali obiettivi vanno perseguiti con una progressione temporale coerente con le indicazioni dei Piani di azione nazionali per le energie rinnovabili predisposti ai sensi dell'articolo 4 della direttiva 2009/28/CE.

Con più specifico riguardo agli strumenti di cui s'è fatto cenno più sopra:

- a) Il titolo V del d.lgs. n. 28/2011 è intitolato ai Regimi di sostegno applicati all'energia prodotta da fonti rinnovabili e all'efficienza energetica e ne ha ridefinito la disciplina attraverso il riordino ed il potenziamento dei vigenti sistemi di incentivazione.

Il decreto indica i Principi generali in tema di regimi di sostegno. In primo luogo, stabilisce che: "la promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica" deve essere condotta "in misura adeguata al raggiungimento degli obiettivi di cui al (suddetto) articolo 3, attraverso la predisposizione di criteri e strumenti che promuovano l'efficacia, l'efficienza, la semplificazione e la stabilità nel tempo dei sistemi di incentivazione, perseguendo nel contempo l'armonizzazione con altri strumenti di analoga finalità e la riduzione degli oneri di sostegno specifici in capo ai consumatori"

In secondo luogo, sono fissati principi ulteriori, quali quelli relativi:

- alla gradualità di intervento a salvaguardia degli investimenti effettuati;
- alla proporzionalità agli obiettivi;
- nonché alla flessibilità della struttura dei regimi di sostegno, al fine di tener conto dei meccanismi del mercato e dell'evoluzione delle tecnologie delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Per quanto riguarda poi il settore fotovoltaico merita senz'altro di essere menzionato il DM 5 maggio 2011 che ha fissato il cosiddetto IV Conto Energia che si applica: agli impianti fotovoltaici entrati in esercizio in data successiva al 31 maggio 2011 e fino al 31 dicembre

---

2016, per un obiettivo indicativo di potenza installata a livello nazionale di circa 23.000 MW, corrispondente ad un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi stimabile tra 6 e 7 miliardi di euro.

E al quale possono accedere:

- i) gli impianti fotovoltaici, distinti dal decreto 28/2011 in piccoli e grandi impianti;
- ii) gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- iii) gli impianti a concentrazione.

- b) Sotto il profilo autorizzativo sono state introdotte, sulla base delle specifiche caratteristiche di ogni singola applicazione, alcune importanti novità in chiave di accelerazione e semplificazione delle procedure che vanno a compenetrarsi con quelle contenute nel citato decreto legislativo n. 387/2003.

Accanto alla Autorizzazione Unica per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti già prevista dal d.lgs. 387/2003, è stata delineata la Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) – applicabile anche ai procedimenti pendenti alla data di entrata in vigore del provvedimento, qualora il proponente intenda optare per detta procedura (v. art. 6, comma 10) – per la costruzione e l'esercizio degli IAFR realizzabili mediante denuncia di inizio attività (DIA), di cui ai paragrafi 11 e 12 delle Linee Guida; procedura che Regioni e Province autonome possono estendere agli impianti di potenza nominale fino ad 1 MW elettrico, “definendo i casi in cui, essendo previste autorizzazioni ambientali o paesaggistiche di competenza di amministrazioni diverse dal Comune, la realizzazione e l'esercizio dell'impianto e delle opere connesse sono assoggettate all'autorizzazione unica”.

Inoltre, permane la Comunicazione relativa alle attività in edilizia libera (CAEL), di cui ai paragrafi 11 e 12 delle suddette Linee guida adottate ai sensi dell'articolo 12, comma 10 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, la cui applicabilità Regioni e Province autonome possono estendere, salvo il rispetto della normativa in materia di valutazione di impatto ambientale e di tutela delle risorse idriche, ai progetti di impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza nominale fino a 50 kW, nonché agli impianti fotovoltaici di qualsivoglia potenza da realizzare sugli edifici.

- c) Con riguardo allo sviluppo delle reti energetiche viene in rilievo il Titolo IV del d.lgs 28/2011. In particolare, per quanto concerne la rete elettrica vanno segnalate le seguenti previsioni: in tema di Autorizzazioni per sviluppo reti elettriche l'art. 16 del d.lgs. 28/2011 stabilisce che la costruzione e l'esercizio delle opere di connessione funzionali ad una pluralità di impianti sono autorizzati dalla Regione su istanza del gestore di rete. L'autorizzazione è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni. È inoltre prevista la possibilità per le Regioni di delegare alle Province il rilascio delle autorizzazioni in discorso qualora le opere nonché gli impianti ai quali le medesime opere sono funzionali, ricadano interamente all'interno del territorio provinciale.

---

Per quanto riguarda la Rete di Trasmissione, il decreto legislativo prevede che Terna inserisca nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale apposite sezioni per la realizzazione di opere di sviluppo funzionali all'immissione e al ritiro dell'energia prodotta da una pluralità di impianti e che tali apposite sezioni possono includere sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili.

Per quanto riguarda poi le reti elettriche di distribuzione il legislatore delegato ha stabilito che ai distributori di energia elettrica che effettuano interventi di ammodernamento secondo i concetti di smart grid spetti una maggiorazione della remunerazione del capitale investito per il servizio di distribuzione, limitatamente ai predetti interventi di ammodernamento.

# SCENARI ENERGETICI NAZIONALI

Bruno Baldissara - Maria Gaeta

**Abstract:** Gli scenari ENEA analizzano il sistema energetico dell'Italia, dalle fasi di approvvigionamento dell'energia primaria fino alle tecnologie di uso finale e alla domanda di servizi energetici. Le proiezioni ENEA mostrano come sia possibile perseguire traiettorie di sviluppo più sostenibili da un punto di vista ambientale, individuando quali siano le tecnologie chiave per l'abbattimento delle emissioni nel medio e nel lungo periodo. Al fine di raggiungere gli ambiziosi obiettivi di riduzione dei gas serra nel lungo periodo, risultano tuttavia necessari sforzi aggiuntivi rispetto a quanto delineato dall'attuale quadro di politica energetica, sia in termini di ricerca e sviluppo che di stimolo alla diffusione di nuove tecnologie.

**Abstract:** The ENEA scenarios analyse each Italian energy system phase: from primary energy supply to end-use technologies and to demand for energy services. ENEA projections show that it's possible to pursue more sustainable development, identifying which are the key-technologies to reduce emissions in the medium and long term. In order to achieve the ambitious targets for reducing GHG emissions in the long term, however, additional effort is required in terms of investments in research and incentives for the diffusion of new technologies.

**Parole chiave:** modelli energetici, analisi dei sistemi, emissioni di gas serra, opzioni tecnologiche, efficienza energetica, generazione elettrica.

**Sommario:** 1. Introduzione - 2. Metodologia - 3. Ipotesi di scenario - 4. Principali risultati - 5. Conclusioni.

## 1. Introduzione

Appare oggi chiaro, ad un numero sempre più numeroso di governi e comunità, che i sistemi energetici dei Paesi, industrializzati ed in fase di rapido sviluppo, tendano verso configurazioni di non sostenibilità, da un punto di vista:

- ambientale (principalmente in termini di surriscaldamento globale);
- economico;
- di equilibrio tra offerta di fonti energetiche (concentrate in pochi paesi) e domanda di tali fonti (crescente quasi ovunque).

---

Pertanto, da più parti si chiede una rivoluzione energetica (IEA, ETP 2010).

Lungo quali traiettorie di sviluppo è possibile condurre i sistemi energetici con le tecnologie oggi a disposizione e con quelle ancora in via di sviluppo?

Quali strade è possibile perseguire per produrre ed utilizzare energia in modo più sicuro, efficace ed economico?

Quali gli effetti - in termini di variazione del mix di combustibili, di dipendenza energetica, di evoluzione dei parchi tecnologici, di emissioni di gas serra - delle politiche e misure adottate, o che è possibile implementare, in materia di energia?

Per rispondere a tali quesiti a livello nazionale, l'Ufficio Studi dell'ENEA, nell'ambito delle attività che svolge a supporto del decisore pubblico, effettua analisi di scenario del sistema energetico nazionale tramite varie metodologie.

Alla base vi è un modello tecnico - economico che rappresenta il sistema energetico nazionale, chiamato Times-Italia.

Il presente articolo espone come vengono svolti tali studi (par. 2), quali le ipotesi alla base (par. 3) ed i risultati che si ottengono (par. 4).

## 2. Metodologia

Nel Times Italia viene rappresentato l'intero sistema energetico nazionale, dall'approvvigionamento delle fonti primarie ai processi di conversione, trasporto e distribuzione dell'energia, fino ai dispositivi di uso finale per la fornitura dei servizi energetici (Figura 1). Il Times Italia è un modello di tipo bottom-up, appartenente alla famiglia Markal-Times<sup>1</sup>, generatore di modelli di equilibrio parziale (solo il sistema energetico) sviluppati nell'ambito del programma ETSAP dell'IEA<sup>2</sup>.

Definiti i servizi energetici richiesti nei vari settori finali (residenziale, commerciale, trasporti, industria ed agricoltura) e proiettata la domanda/richiesta di tali servizi (in genere attraverso dei driver quali popolazione, PIL...) lungo l'orizzonte temporale di interesse, il modello risolve un problema di ottimizzazione, definendo quale sia la configurazione dei parchi tecnologici di uso finale (autoveicoli, caldaie, lampadine...) e di produzione dell'energia (impianti a carbone, a gas, da fonti rinnovabili...) tale da minimizzare il costo totale del sistema energetico. La soluzione dipende naturalmente dalle caratteristiche tecniche delle tecnologie (costi di investimento e manutenzione, efficienza, vita utile...), dai prezzi delle fonti e dei vettori energetici (gas naturale, energia elettrica, petrolio...) e dai vincoli al contorno (ad esempio una penalizzazione più o meno grave sulle emissioni di CO<sub>2</sub>, che rappresenta diversi livelli di "severità" delle politiche climatiche).

---

<sup>1</sup> Il modello MARKAL-Italia fu costruito nel 1992 per l'ENEA [1992, TOSATO] e utilizzato per più di un decennio dall'ENEA per predisporre scenari energetico ambientali e valutare politiche / misure in vari ambiti (vedi bibliografia). Per un decennio fu anche utilizzato all'Agenzia Nazionale Per l'Ambiente (ANPA, poi APAT, ora ISPRA).

<sup>2</sup> Finalità, attività, metodologie, utenti, modelli e relativi rapporti tecnici sono disponibili sul sito [www.etsap.org](http://www.etsap.org)

Dal momento che le analisi di scenario mirano a quantificare gli effetti di misure energetiche e ambientali, risulta necessario definire inizialmente degli scenari di riferimento ed in seguito altri di intervento, in cui vengono implementate tali politiche/misure. Il motivo per il quale si elaborano più scenari è da ricercare nel fatto che uno scenario non è una previsione, ma una delle possibili configurazioni del sistema energetico. Per tale ragione le analisi di scenario vengono costruite attorno ad alcune “incertezze critiche”, fattori, cioè, che influenzano lo sviluppo del sistema energetico del Paese, ma di cui risulta difficile prevederne l’evoluzione futura; esempi di variabili critiche sono la “severità” delle politiche di mitigazione climatica, il costo delle fonti di energia, lo sviluppo economico nazionale, l’intensità energetica degli stili di vita dei cittadini.

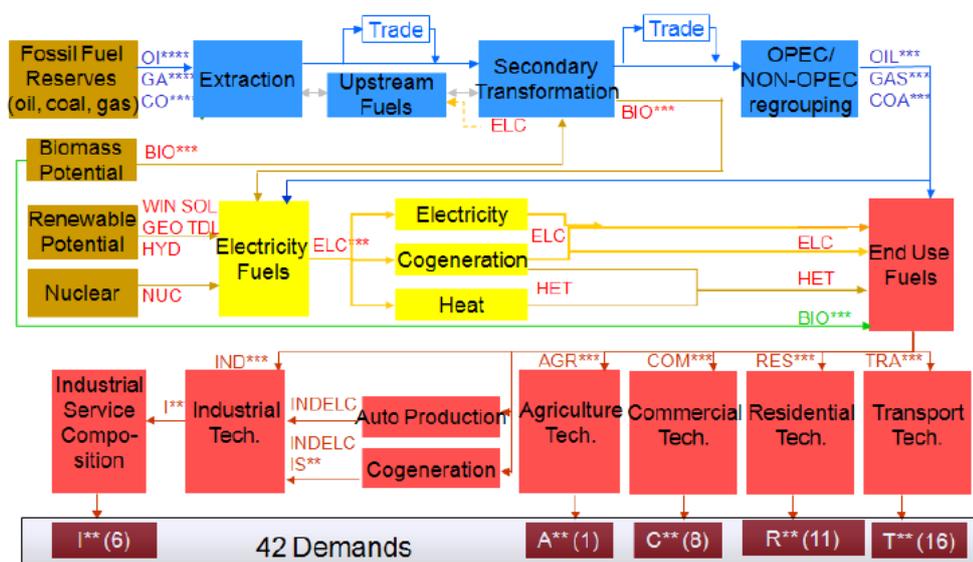


Figura 1: Reference Energy System, reticolo di tecnologie e flussi dei vettori energetici in Times-Italia

### 3. Ipotesi di scenario

Per semplicità di trattazione, in questa sede si farà riferimento ad un solo scenario “di riferimento” (o tendenziale), in cui si ipotizza una continuazione delle tendenze in atto in ambito demografico e tecnologico, una crescita economica relativamente ottimista nel lungo periodo, ed un’evoluzione moderata dei prezzi dell’energia<sup>3</sup> (Tabella 1). Dal punto di vista delle politiche energetiche, si tiene conto solo delle misure attuate alla fine del 2009 (una eccezione è l’estensione del sistema di incentivazione alle fonti rinnovabili elettriche fino al 2020, con progressivo azzeramento nel 2030). Nello scenario di intervento, a parità di crescita demografica, economica e dei prezzi dell’energia, si ipotizza invece una politica climatica progressivamente più stringente; rappresentata da un prezzo della CO<sub>2</sub> che aumenta significativamente rispetto

<sup>3</sup> Secondo l’ipotesi di prezzo basso del World Energy Outlook (2009) della IEA

al caso tendenziale (Tabella 1).

Si ipotizza inoltre la possibilità di dispiegamento della tecnologia nucleare (impianti EPR da 1.6 GW) a partire dal 2025, fino ad un massimo di sette impianti.

Variabile	Unità di misura	2008*	2010	2020	2030	2040	2050
Popolazione	<i>Mil ab</i>	59,56	61,1	61,6	62,1	62,2	61,7
Prezzo Petrolio	<i>\$(2008)/ bbl</i>	81,8	67,7	72,0	80,0	84,0	88,0
Prezzo Gas	<i>€/Gj</i>	6,53	6,5	6,9	7,7	8,1	8,5
Prezzo Carbone	<i>€/Gj</i>	3,18	2,2	2,3	2,4	2,5	2,7
Prezzo CO <sub>2</sub> basso	<i>€/t</i>	10	13	30	39	40	40
Prezzo CO <sub>2</sub> alto	<i>€/t</i>	10	13	42	92	140	200
		<b>'05-10</b>	<b>'10-15</b>	<b>'15-20</b>	<b>'20-25</b>	<b>'25-30</b>	<b>'30-50</b>
PIL**	<i>Var % annua</i>	-0,50	2,0	2,1	1,8	1,5	0,8

\*Dato storico; \*\* PIL 2009 (market prices): 1.208 Mld € (valori concatenati 2000)

Tabella 1: Valori delle variabili critiche negli scenari ENEA

## 4. Principali risultati

### Breve - Medio periodo

Secondo le proiezioni ENEA, la riduzione di emissioni di gas serra registrata negli ultimi anni per effetto della recente crisi economica è destinata ad arrestarsi in assenza di politiche di mitigazione. Nello scenario tendenziali le emissioni di CO<sub>2</sub> imputabili ad usi energetici aumentano, infatti, fino a circa 450 Milioni di tonnellate nel 2020. Tuttavia, soluzioni diverse per produrre ed utilizzare l'energia, possono determinare una sostanziale inversione di tendenza: nello scenario di intervento, infatti, la riduzione di emissioni rispetto all'evoluzione tendenziale è di circa 55 Mt di CO<sub>2</sub>, nel 2020.

Come mostra la Figura 1, la principale opzione tecnologica nel breve/medio periodo è rappresentata dall'efficienza energetica nei settori di uso finale: l'abbattimento di CO<sub>2</sub> imputabile alla riduzione della domanda di energia per il miglioramento tecnologico rappresenta, infatti, il 50% del totale delle emissioni evitate nel 2020.

Contributi significativi vengono inoltre dal rinnovamento del parco di generazione elettrica – il cui apporto aumenta nel lungo periodo – e dal ricorso alle fonti di energia rinnovabili (rispettivamente il 25% e il 16% del totale di emissioni evitate nel 2020).

Da un'indagine di tipo settoriale - in cui il contributo di rinnovabili, fuel switch e comportamenti meno energivori vengono ripartiti tra i vari settori finali di competenza – emerge che quello dei trasporti rappresenta il principale settore di intervento, contribuendo per quasi un terzo (circa 17 Milioni di tonnellate) del totale delle emissioni evitate nel 2020. Nei trasporti, in cui si registra una riduzione di consumi di quasi 5 Mtep nel 2020, ruolo fondamentale è assunto dal rinnovo del parco auto: vincoli più stringenti sui livelli di emissioni dei veicoli favoriscono la diffusione di auto di nuova generazione (ibride e plug - in).

Anche il settore Civile (Residenziale e Commerciale) gioca, nel medio periodo, un ruolo im-

portante, contribuendo per il 25% all'abbattimento delle emissioni (circa 13 Milioni di tonnellate). L'efficientamento del parco tecnologico per la climatizzazione (sia invernale che estiva) e la produzione di acqua calda sanitaria rappresenta la leva principale per la riduzione dei consumi, e di conseguenza delle emissioni, nel settore. Anche la sostituzione dello stock esistente di apparecchiature elettriche con prodotti conformi ai regolamenti comunitari (EuP, Energy using Products) determina una riduzione di consumi non trascurabile: nel solo Residenziale, nel 2020, la riduzione di energia elettrica è di circa 10 TWh.

Per quanto riguarda il settore industriale, il contributo all'abbattimento di CO<sub>2</sub> risulta invece minore (il 10% circa del totale nel 2020), almeno nel medio periodo: la necessità di dover intervenire sull'intero processo e non solo sul singolo dispositivo, richiede inevitabilmente tempi di "reazione" più lunghi rispetto a quanto accade negli altri settori.

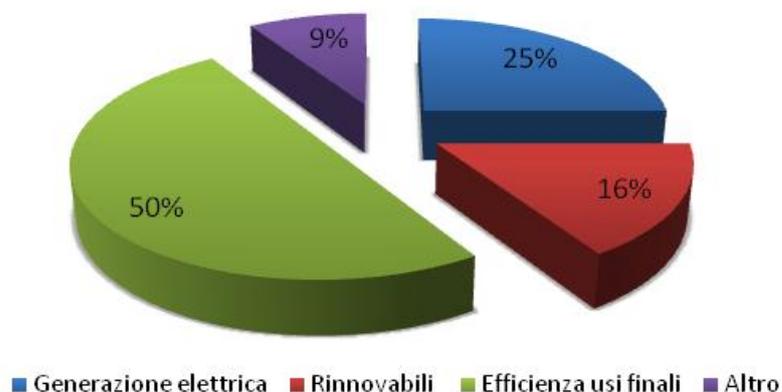


Figura 2: Contributi all'abbattimento di emissioni di CO<sub>2</sub> nel 2020

### Lungo periodo

Nello scenario tendenziale, le emissioni di CO<sub>2</sub> imputabili ad usi energetici superano le 500 Milioni di tonnellate nel 2050. Lo scenario di intervento, invece, è caratterizzato da un'inversione di tendenza dei trend storici: l'azione combinata di diversi fattori, che vanno dal graduale processo di de-carbonizzazione del parco di generazione elettrica alla riduzione della domanda di energia nei settori finali, porta ad una riduzione di emissioni rispetto all'evoluzione tendenziale di circa 190 Mt di CO<sub>2</sub>, nel 2050.

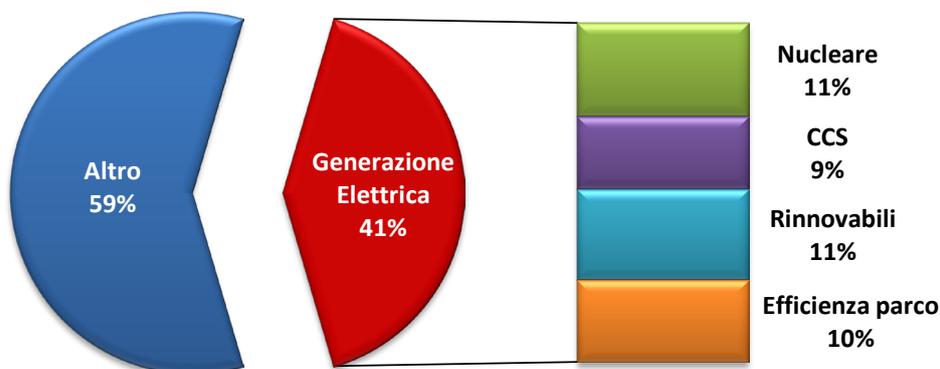


Figura 3: Contributi all'abbattimento di emissioni di CO<sub>2</sub> nel 2050

Come mostrato nella Figura 3, il principale contributo all'abbattimento delle emissioni nel lungo periodo proviene dal settore elettrico, circa il 41% del totale (78 Mt CO<sub>2</sub> in meno nel 2050 rispetto allo scenario tendenziale). Il perseguimento di ambiziosi obiettivi di riduzione delle emissioni nel lungo periodo dipende, in modo sostanziale, dalla penetrazione di tre gruppi di tecnologie di generazione elettrica, il nucleare da fissione, la generazione elettrica da fonti fossili con cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> (CCS) e l'insieme delle tecnologie di generazione elettrica da fonti rinnovabili, in linea con il "Technology Map for the European Strategic Energy Technology Plan".

Infatti, la penetrazione di queste tecnologie, unita alla diffusione di impianti tradizionali più performanti e meno inquinanti, determina una significativa riduzione delle emissioni medie specifiche di CO<sub>2</sub> del parco di generazione elettrica: da oltre 400 gCO<sub>2</sub>/kWh attuali a circa 110 nel 2050.

Contributi significativi all'abbattimento di emissioni vengono inoltre dall'efficienza nei settori di uso finale e dai comportamenti meno energivori dei cittadini (rispettivamente il 29% e il 30% del totale di emissioni evitate nel 2050).

Analizzando il contributo dei singoli settori<sup>4</sup>, emerge che, nel lungo periodo, ciascuno di essi gioca un ruolo fondamentale: l'abbattimento delle emissioni varia, infatti, tra le 33 Mt di CO<sub>2</sub> evitate nel settore industriale alle 42 Mt in quello dei trasporti.

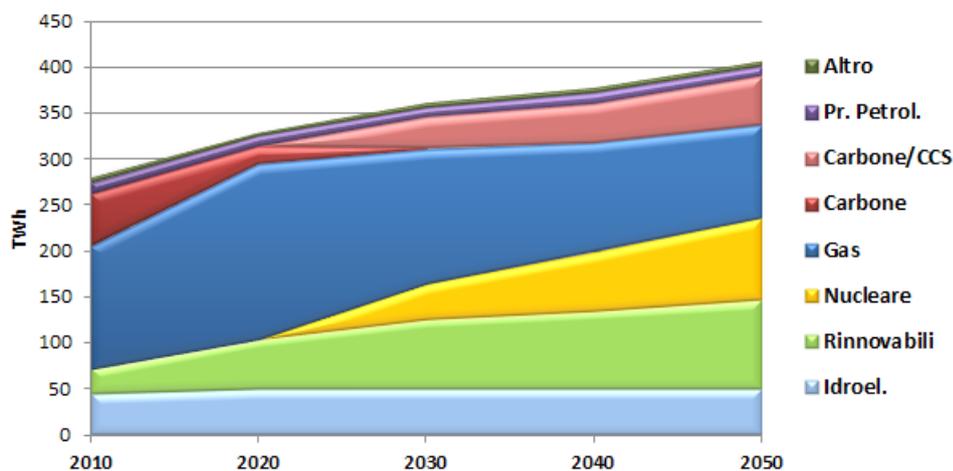


Figura 4: Evoluzione del settore di generazione elettrica nello scenario di intervento

## 5. Conclusioni

Dagli Scenari ENEA emerge che è possibile sviluppare traiettorie del sistema energetico nazionale che garantiscano una riduzione delle emissioni climalteranti e che, al tempo stesso, permettano di ridurre la dipendenza energetica del Paese, a fronte di un mix energetico in cui

<sup>4</sup> Il contributo di rinnovabili, fuel switch e comportamenti meno energivori vengono ripartiti tra i vari settori finali di competenza

---

il peso delle fonti fossili sia significativamente minore rispetto a quello odierno.

Le principali opzioni tecnologiche individuate per l'abbattimento delle emissioni di gas serra, sia nel medio periodo (efficienza energetica negli usi finali) che nel lungo periodo (de-carbonizzazione del parco di generazione elettrica), risultano, inoltre, in linea con le proiezioni globali ETP 2010 dell'IEA.

Lo sviluppo del sistema energetico nazionale lungo traiettorie maggiormente sostenibili richiede però un impegno principalmente in investimenti lato domanda (tecnologie di uso finale più innovative), nel potenziamento delle reti di distribuzione e sull'offerta (impianti più performanti e maggior ricorso a fonti rinnovabili).

Tuttavia, per raggiungere gli ambiziosi target di riduzione dei gas serra proposti dall'Unione Europea (-80% di GHG nel 2050 per i paesi industrializzati) risulta necessario uno sforzo maggiore rispetto a quanto ipotizzato negli scenari ENEA. Nel lungo termine, infatti, le proiezioni ENEA mostrano una distanza di emissioni di CO<sub>2</sub> dell'ordine del 40% (nel 2050) tra i due scenari. Tali risultati, chiaramente non sufficienti, suggeriscono di adottare nuove misure che spingano, ad esempio, nel settore dei trasporti, ad un maggior ricorso al trasporto pubblico, nel civile ad una più diffusa coibentazione degli edifici, nel settore elettrico, ad una più spinta de-carbonizzazione del parco di generazione. Per arrivare a tali risultati è necessario mantenere ed intensificare gli strumenti di incentivazione oggi adottati, predisporre campagne di informazione e sensibilizzazione e, soprattutto, aumentare gli investimenti in infrastrutture, tecnologie e ricerca.

## Bibliografia

2011, GAETA M., BALDISSARA B: Il modello energetico Times Italia. Struttura e dati, in fase di pubblicazione ENEA

2010 IEA, International Energy Agency: Energy Technology Perspective 2010

1994, CONTALDI, M., TOSATO, G.C.: Administrative and technological options against the risks of the greenhouse effect, in *Energia*, n.2/94, pg.20-39

1997, TOSATO, G.C., "Environmental implications of support to the electricity sector in Italy: a case study", in MICHAELIS, L. et al., "Reforming Energy and Transport Subsidies: Environmental and Economic Subsidies", OECD 1997, Paris, ISBN 92-64-15681-X.

1997, TOSATO, G.C., R. PISTACCHIO, M. CONTALDI, U. CIORBA, "Environmental Implications of Energy and Transportation Subsidies", OECD/GD(97)155, vol.2, Paris.

1998, TOSATO, G.C., M. CONTALDI, "The Kyoto Protocol and its Implication", *Energia*, 1/98 (in Italian)

2003, CONTALDI, M., GRACCEVA, F., TOSATO G.C., 2003, Impact of green certificates and energy efficiency standards Using the MARKAL – MACRO Italy national model, Final report of the EC ACROPOLIS (Assessing Climate Response Options: POLIcy Simulations) project, Contract No: ENK6-CT-2000-00443, ENEA, August 2003

- 
- 2003, SANTI, F., TOSATO, G.C., White Certificates In MARKAL Models of Italy and Europe: Case Studies to Analyse Energy Efficiency Improvement Policies, presented at the Annual Meeting of the International Energy Workshop, Jointly organized by EMF/IEA/IIASA, June 23-26, 2003, IIASA, Austria
- 2009, GRACCEVA F, BALDISSARA B, GAETA M. et al. Opzioni Tecnologiche per il Sistema Energetico Italiano nel Medio e Lungo periodo – Rapporto Energia e Ambiente ENEA ISBN/978-88-8286-215-2.
- 2010, GRACCEVA F, GAETA M., BALDISSARA B. et al.: Scenari di Sviluppo del Sistema Energetico Nazionale – ANALISI e SCENARI 2009 ENEA. ISBN/978-88-8286-233-6.
- 2010, GRACCEVA F, BALDISSARA B, GAETA M., A Scenario Analysis for the Italian national energy strategy, Workshop ETSAP, New Delhi.
- 2010, GAETA M., BALDISSARA B, Valutazioni preliminari sullo sviluppo delle FER con il modello TIMES-Italia, Confindustria, Roma
- 2010, BALDISSARA B, GAETA M., Quale futuro per i CV? Analisi di una proposta di revisione del meccanismo dei CV con il modello TIMES-Italia, Confindustria, Roma
- 2010, GAETA M, BALDISSARA B, Scenari Energetici di lungo periodo per l'Italia e Mitigazione dei Cambiamenti Climatici - Giornata di raccolta di input per l'aggiornamento delle previsioni energetiche 2011 – 2025, Unione Petrolifera, Roma
- 2011, BALDISSARA B, GAETA M., Scenario attuale e prospettive future delle fonti energetiche rinnovabili – Master SAFE, Gestione delle Risorse Energetiche, Roma

# LA GENERAZIONE DISTRIBUITA E LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI: PRINCIPALI DRIVERS PER LE SMART GRIDS

**Giorgio Graditi**

**Abstract:** A seguito della liberalizzazione del mercato elettrico e delle politiche di incentivazione a favore delle energie rinnovabili, è in atto un'evoluzione del modello del sistema energetico, caratterizzato dalla nascita di nuovi operatori e dalla delocalizzazione della produzione. L'architettura di rete si arricchisce di nuovi punti di Generazione Distribuita, che stanno assumendo un ruolo di crescente rilevanza nel panorama della produzione energetica nazionale. Una delle innovazioni future in questo campo sarà rappresentata dalle Smart Grids, termine con il quale si identificano le nuove configurazioni di rete, le tecnologie abilitanti e le modalità organizzative che consentiranno la transizione verso una rete attiva e intelligente, contraddistinta da una gestione ottimale dei flussi, sia energetici sia informativi, con il coinvolgimento di tutti gli attori che vi partecipano.

Following the liberalization of the electricity market and incentive policies for renewables, energy system's model development is occurring, which is characterized by the emergence of new operators and the dislocation of energy generation. Network's architecture is enriched with new points of Distributed Generation, which are playing a most important role in the national electricity production. One of the future innovative solutions in this area will be the "Smart Grids"; with this concept it is possible to identify all the network configurations, enabling technologies and organizational arrangements that will enable the transition to an active and smarter network, thanks to the optimal power and information flows management and the communication between all the players who participate to grid processes.

**Parole chiave:** generazione distribuita; fonti rinnovabili; Smart Grids, efficienza energetica; sostenibilità ambientale.

**Sommario:** 1. Introduzione - 2. Il quadro globale del sistema energetico internazionale - 3. Generazione distribuita e fonti energetiche rinnovabili per un sistema energetico sostenibile - 4. Smart Grids: le reti elettriche del futuro - 5. La possibile evoluzione dei sistemi di distribuzione - 6. Conclusioni

---

## 1. Introduzione

L'energia elettrica è una componente primaria dello sviluppo economico e sociale di un Paese, nonché fondamentale per assicurare il soddisfacimento dei bisogni e di adeguati standard di vita.

L'International Energy Agency (IEA) nel rapporto annuale 2009 evidenzia che il sistema dell'energia mondiale richiede correzioni, drastiche misure e cambiamenti al fine di evitare imprevedibili ed irreversibili conseguenze al benessere e allo sviluppo umano. "Il sistema mondiale di produzione e di utilizzo dell'energia e le relative tendenze sono ecologicamente, economicamente e socialmente difficilmente sostenibili. Alcune sfide energetiche dovranno, pertanto, essere affrontate per garantire l'approvvigionamento di energia in modo affidabile a prezzi accessibili e per effettuare una rapida trasformazione verso un sistema energetico a basso tenore di carbonio, efficiente ed ecologicamente sostenibile".

In tale contesto e nell'ottica di concorrere all'affermazione di un nuovo paradigma energetico-ambientale, orientato a politiche di sviluppo economico sostenibile, il ricorso alla generazione distribuita e all'utilizzo di un modello energetico, basato quanto più possibile sulle fonti rinnovabili, costituisce sempre più una necessità, piuttosto che un'opzione. Ciò sarà possibile, grazie, sia alle positive implicazioni che derivano dal fatto di considerare in modo nuovo, ossia non più disgiunto, l'atto della produzione da quello del consumo dell'energia (elettrica e termica), sia alla disponibilità di nuove tecnologie ambientali, come quelle per l'efficienza energetica, per i trasporti e la mobilità, per la gestione sostenibile della risorsa idrica e per il ciclo integrato dei rifiuti. Queste considerazioni trovano le loro ragioni nelle scelte politico-strategiche effettuate a livello internazionale e comunitario. Il modello di Energia Distribuita (nel proseguo GD) si coniuga perfettamente con la sempre maggiore esigenza di ricorrere all'uso delle fonti rinnovabili (che per loro natura sono diffuse sul territorio) e di attuare misure di efficienza energetica nel settore della produzione e del consumo dell'energia.

L'adozione di tale modello energetico offre, quindi, l'opportunità di aumentare l'efficienza nell'utilizzo dell'energia primaria, attraverso lo sfruttamento di fonti rinnovabili disponibili localmente e l'impiego, in cogenerazione, di una parte del calore residuo che diversamente andrebbe disperso. La GD contribuisce, pertanto, alla sicurezza della fornitura elettrica e alla riduzione dell'impatto ambientale creando, nel contempo, nuove opportunità di mercato, aprendo la partecipazione a nuovi produttori e favorendo lo sviluppo di nuove tecnologie.

Il ricorso alla GD, caratterizzata da una significativa presenza di fonti rinnovabili, impone che la rete elettrica di distribuzione, oggi concepita sostanzialmente come struttura passiva per veicolare ai consumatori la potenza erogata dai grandi generatori connessi alla rete di trasporto, evolva verso un modello di rete attiva Smart Grid, dove un largo numero di generatori di piccola e media taglia, che producono quantità significative di energia, dovranno essere opportunamente gestiti per salvaguardare la qualità e l'affidabilità del servizio della rete. Il concetto di Smart Grids ha, ovviamente, un significato più ampio comprendendo, anche, tutte le innovazioni tecniche e tecnologiche in grado di favorire la partecipazione attiva dei clienti, l'uso razionale dell'energia, la riduzione dell'impatto ambientale del sistema energia e di supportare la mobilità elettrica sostenibile con l'utilizzo dei veicoli elettrici, etc.

---

## 2. Il quadro globale del sistema energetico internazionale

L'analisi dei dati storici e degli scenari tendenziali sviluppati dall'IEA e dall'Energy Information Administration (EIA) mostra come appaia sempre più urgente la necessità di sostenere misure ed azioni strutturali ed attivare interventi di policy che favoriscano lo sviluppo di una vasta gamma di tecnologie innovative per l'energia nell'ottica di uno sviluppo energetico ed economico sostenibile. L'IEA, evidenzia l'importanza di potenziare il percorso di transizione verso una rivoluzione energetica, basata sulla diffusione su scala mondiale di tecnologie a basso contenuto di carbonio. A riguardo tra le principali questioni, oggetto di interesse e dibattito, sono da sottolineare quelle relative a: all'impatto ambientale in termini di emissioni di gas serra da usi energetici, alla sicurezza energetica per i Paesi importatori ed esportatori ed alla sostenibilità economica del soddisfacimento del fabbisogno energetico.

La crescente dipendenza dai combustibili fossili sta portando non solo all'aumento delle emissioni di CO<sub>2</sub>, ma anche a quello dei prezzi degli stessi combustibili; ciò contribuirà, anche, a rendere i Paesi importatori di petrolio e gas sempre più dipendenti da importazioni di combustibili provenienti da un ristretto numero di Paesi (dipendenza geopolitica), aumentando il livello di rischio energetico e della stabilità della crescita economica.

Come riportato nel Rapporto Energia e Ambiente 2010 dell'ENEA e secondo l'ultima edizione del World Energy Outlook (WEO), il 2009 ha registrato una diminuzione della domanda di energia primaria, causata dalla crisi economica, e una modifica consistente dello scenario dei mercati energetici. La crisi ha determinato, di riflesso, una riduzione della domanda di energia dai settori industriale e domestico, prezzi più bassi, e un rallentamento negli investimenti. Il WEO 2009 indica come la diminuzione della domanda di energia primaria sia stata particolarmente rilevante nei paesi OCSE.

La domanda energetica dei prossimi decenni avrà, come driver principale, il trend di crescita economica, attesa in misura sempre più significativa, dei Paesi in via di sviluppo. Le fonti fossili svolgeranno, ancora, il ruolo predominante all'interno del mix di generazione con una percentuale dell'ordine di due terzi sul totale. Il petrolio è al primo posto come contributo al soddisfacimento della domanda di energia primaria mondiale, con una quota pari al 33% nel 2008 (Renewable Energy Information 2010).

Il carbone è, dopo il petrolio, il combustibile più importante nella domanda di energia primaria mondiale, con una quota pari al 27% nel 2008. La quota dei paesi OCSE nella domanda mondiale di carbone è diminuita in modo consistente dal 1980 al 2008, passando dal 54% al 34%. Il gas contribuisce per il 21% alla domanda di energia primaria mondiale. Nonostante il 2009 sia stato l'inverno più freddo degli ultimi 20 anni, il WEO 2009 indica una diminuzione della domanda di gas in Europa, del 9% rispetto all'anno precedente, in particolare in Italia, Spagna e Regno Unito (rispettivamente -14%, -13% e -11%). Il nucleare, infine, contribuisce per il 6% al soddisfacimento della domanda di energia primaria mondiale.

Le fonti di energia rinnovabile sono cresciute dal 1990 ad oggi ad un tasso medio annuo (1,9%) pari a quello dell'offerta mondiale di energia primaria, alla quale hanno contribuito nel 2008 per una quota pari al 12,8% del totale, essenzialmente attraverso la biomassa solida (9,1%). L'apporto delle rinnovabili alla produzione elettrica mondiale, nel 2008, corrisponde invece al 18,5% del totale, di cui la gran parte proveniente dall'idroelettrico (15,9%).

---

Nell'Unione Europea, i consumi di energia primaria da fonti rinnovabili nel 2008, sono arrivati a quota 8,2% del totale con la biomassa solida, che anche in questo caso, è la fonte principale (66,1% totale rinnovabile), mentre nel settore elettrico le rinnovabili incidono per una quota pari al 16,4% del consumo lordo, soprattutto grazie all'idroelettrico (59,5%).

### **3. Generazione distribuita e fonti energetiche rinnovabili per un sistema energetico sostenibile**

Il sistema elettrico di potenza, di cui fino a ieri eravamo abituati a parlare, consentiva di trasportare e distribuire l'energia elettrica prodotta da sorgenti di grande potenza (centrali elettriche) ai centri di consumo grandi e piccoli dislocati su un territorio di grande estensione. In tale accezione il sistema era caratterizzato dalla presenza di una generazione centralizzata. Negli ultimi anni, grazie anche ai processi di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, si è assistito ad uno sviluppo GD, soprattutto da fonte rinnovabile, condizione che ha richiesto la necessità di avviare azioni e misure di "ripianificazione" del sistema di produzione e distribuzione dell'energia elettrica con problematiche, tra loro interconnesse, di carattere sia tecnico sia normativo, economico ed ambientale.

La strategia di una politica responsabile della sostenibilità energetica ed ambientale deve stabilire, in misura prioritaria, che le fonti di energia cui attingere devono essere quelle rinnovabili, in particolare l'energia solare diretta ed indiretta (il vento, il ciclo delle acque, la formazione di biomasse, ecc). Un elemento di rilievo delle reti in presenza di generazione distribuita sarà, anche se in un'ottica futura, l'introduzione dell'idrogeno quale "normalizzatore" in grado di gestire i contraccolpi delle discontinuità di produzione che sono tipiche delle fonti rinnovabili. Ma cosa deve intendersi per generazione distribuita? Non esiste ancora una definizione univoca in ambito internazionale sia a livello di comunità scientifica, sia di organi politico-istituzionali. Negli Stati Uniti il Dipartimento dell'Energia e l'associazione che raggruppa le società di distribuzione di energia elettrica la identificano con una generazione di taglia ridotta ubicata in siti prossimi all'utenza, ponendo l'accento più sulla prossimità che sulla taglia. L'IEA intende per GD gli impianti di produzione che servono gli utenti in sito o che danno sostegno alla rete di distribuzione, ponendo l'accento sulla connessione alle reti di distribuzione, ed ancora una volta, sulla prossimità, ma trascurando la taglia. Il CIGRE (International Council on Large Electric Systems) definisce la GD come un tipo di produzione di energia elettrica non centralmente pianificata, ad oggi non centralmente dispacciata, usualmente connessa alla rete di distribuzione e con un limite di taglia di 100 MW. Da quanto detto risulta, quindi, una varietà di definizioni ed identificazione della GD con aspetti tra loro differenti (prossimità all'utenza, livello di tensione cui avviene la connessione, taglia limite). Appare, pertanto evidente che, per quanto attiene alle possibili classificazioni della GD, i criteri risultano essere molteplici. In letteratura, sono presenti diverse classificazioni; a titolo di esempio in funzione della taglia di potenza, si distingue tra:

- microgenerazione (1W - 5kW);
- piccola generazione (5kW - 5MW);

- 
- media generazione (5MW - 50MW);
  - grande generazione (50MW - 300MW).

Un'altra possibile classificazione è in funzione della tipologia di fonte energetica primaria:

- fonti tradizionali (combustibili fossili e/o di loro derivazione);
- fonti rinnovabili (eolico, fotovoltaico, idroelettrico, biomassa, biogas).

Un ulteriore criterio di classificazione attiene alla tipologia di tecnologia utilizzata:

- tecnologie tradizionali (motori alternativi, turbine a gas ed a vapore);
- tecnologie rinnovabili (sistemi fotovoltaici, turbine eoliche, turbine idrauliche);
- tecnologie innovative (celle a combustibile, microturbine).

La GD può, potenzialmente, fornire notevoli benefici ai sistemi elettrici quali: la flessibilità nella gestione del carico, la possibilità di copertura dei picchi locali di carico, nonché il differimento nel tempo di investimenti destinati sia all'adeguamento delle reti elettriche di trasmissione e distribuzione, sia alla costruzione di nuove centrali di tipo tradizionale e/o al potenziamento di quelle esistenti. L'adozione della GD comporta, inoltre, la riduzione delle perdite di energia nelle reti elettriche e favorisce la possibilità di sfruttamento di fonti rinnovabili. A riguardo la liberalizzazione del mercato di energia elettrica ha spinto gli imprenditori del settore a canalizzare investimenti verso l'attività di produzione di energia elettrica con la realizzazione di impianti di medio-piccola taglia distribuiti sul territorio nazionale e localizzati soprattutto in aree con maggiore deficit energetico in grado di affermarsi sul mercato in virtù:

- della possibilità di impiegare nuovi impianti e tecnologie con rendimenti nettamente più elevati rispetto alle vecchie centrali tradizionali;
- dei benefici economici derivanti dalla possibilità di fruire di eventuali incentivi legati al tipo di produzione (ad esempio da fonti rinnovabili);
- dei vantaggi derivanti dalla possibilità di individuare i siti più convenienti per l'interconnessione con la rete in base al regime di regolamentazione delle tariffe vigente.

L'eventuale estensione della GD alle singole utenze potrà offrire un sistema di monitoraggio, in tempo reale, dei consumi energetici, correlandoli ai criteri di esercizio e di produzione e fornendo la possibilità di spostarli in fasce orarie a prezzi più vantaggiosi e, di permettere l'ottimizzazione del costo energetico, cumulando dati provenienti da siti diversi e per consumi diversi (energia elettrica, gas, acqua).

La GD e le fonti rinnovabili costituiscono, inoltre, un'importante occasione di investimento e un contributo fondamentale al raggiungimento degli obiettivi, noti come 20-20-20, adottati dall'Unione Europea. Si tratta di un pacchetto di proposte che delineano la futura politica energetica per l'Europa e definiscono una serie di target da raggiungere entro il 2020:

- riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra del 20% rispetto ai livelli del 1990;
- riduzione del consumo primario di energia del 20% attraverso una maggiore efficienza energetica;
- raggiungimento del 20% di energie rinnovabili nel mix energetico globale dell'UE.

È da rimarcare che l'efficienza energetica può essere considerata la prima tra le fonti di energia alternativa; a riguardo la Commissione Europea ribadisce che "il risparmio energetico rappresenta, senza dubbio, il mezzo più rapido, efficace ed efficiente in termini di costi per ridurre le emissioni di gas ad effetto serra e per migliorare la qualità dell'aria, in particolare nelle regioni densamente popolate".

---

Sempre in ambito GD, è interessante evidenziare che, trattandosi di generatori che si rivolgono a utenze limitrofe, è possibile sfruttare anche il calore residuo, rendendo più agevole la cogenerazione, con connesso ricavo dalla vendita di energia termica (che, mediante processi detti “di assorbimento”, può produrre anche frigoriferie per il raffrescamento). Le utenze privilegiate per la cogenerazione distribuita sono quelle in cui esiste una domanda sufficientemente costante nel tempo di elettricità e calore, complessi ospedalieri, centri sportivi, centri commerciali, unità produttive di dimensioni medio-piccole, etc. Anche i grossi complessi abitativi, pur non avendo tali caratteristiche, potranno costituire un potenziale importante mercato di interesse. In tale ambito la micro cogenerazione diffusa (1-10kW) potrebbe giocare, infatti, un ruolo importante nella gestione e controllo delle microreti attive, anche alla luce del potenziale mercato disponibile costituito da un bacino di applicazioni rappresentato da milioni di edifici per i quali adeguate macchine di taglia piccola potrebbero sostituire o integrare le tradizionali caldaie murali.

Si pongono, tuttavia, problematiche tecniche legate alla crescente penetrazione della GD nelle reti elettriche ed al suo impatto. Esse sono inerenti alla pianificazione, progettazione e gestione delle reti; attività che richiedono un impegno comune in termini di investimenti in infrastrutture, in ricerca e sviluppo da parte di tutti gli attori partecipanti al sistema ed al mercato dell'energia.

## **4. Smart Grids: le reti elettriche del futuro**

Ad oggi circa il 38% dei consumi di risorse energetiche mondiali sono connessi alla produzione di elettricità; il 66% della produzione elettrica globale è assicurata dal carbone, dal gas naturale e dal petrolio. Secondo scenari elaborati dall'IEA, nei prossimi 25 anni, l'elettricità giocherà un ruolo sempre di maggiore rilievo nell'ambito della domanda globale di energia; essa crescerà, infatti, ad un ritmo doppio rispetto alla domanda di energia primaria assorbendo oltre il 40% dei consumi mondiali di risorse energetiche.

Alla luce di tale scenario appare essenziale che lo sviluppo e la diffusione di tecnologie atte a consentire una produzione elettrica sempre più efficiente, più sicura in termini di approvvigionamento, più sostenibile dal punto di vista ambientale (minori emissioni di gas serra ed altri inquinanti) è una delle azioni prioritarie da attuare. Tra le suddette tecnologie, le Smart Grids, essendo idonee sia ad incrementare l'efficienza delle reti elettriche di trasmissione e distribuzione, sia a favorire una reale e massiva diffusione della generazione distribuita da fonte rinnovabile, giocheranno un ruolo di primo piano.

Per Smart Grid, secondo il gruppo di lavoro della Commissione Europea che sta definendo la visione e la strategia per la rete elettrica del futuro, si intende una “rete elettrica in grado di integrare intelligentemente le azioni di tutti gli utenti connessi - produttori, consumatori, o prosumers - al fine di distribuire energia in modo efficiente, sostenibile, economicamente vantaggioso e affidabile”.

Si tratta di una sfida ambiziosa e di lungo periodo, comunque già in atto; sebbene le Smart Grid sono certamente al centro dell'attenzione del dibattito internazionale sul sistema elettrico ed energetico, è difficile, allo stato attuale, individuare una definizione univoca considerata la

---

complessità del tema.

Le reti elettriche del futuro avranno, quindi, il compito di soddisfare i bisogni di energia dei consumatori in termini di flessibilità, economicità, efficienza ed affidabilità, consentendo loro di interagire in tempo reale con la rete stessa e di usufruire dei benefici derivanti dalla liberalizzazione del mercato, dalla partecipazione di nuovi produttori e dallo sviluppo di nuove tecnologie. In altri termini una Smart Grid si può identificare come un innovativo sistema di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica - interattivo, affidabile, flessibile e sostenibile - incentrato sugli utilizzatori e basato sul mercato dell'energia. Essa richiede l'utilizzo di prodotti, componenti, servizi innovativi e tecnologie e soluzioni sviluppate dall'ICT (Information and Communication Technology) di monitoraggio, controllo, comunicazione, ripristino automatico, etc., al fine di garantire:

- l'integrazione ed interazione di tutti gli utenti connessi alla rete (produttori, consumatori o prosumers) abilitando nuove innovazioni ed opportunità di business per tutti gli attori del mercato;
- la fornitura dell'energia elettrica con elevati gradi di affidabilità e sicurezza del sistema elettrico;
- la previsione e la gestione dinamica ed intelligente del consumo (flussi di energia) adattando in modo flessibile ed efficiente la produzione alla domanda;
- l'accesso alle fonti di produzione rinnovabile facilitando la connessione e l'operatività di generatori elettrici differenti per taglia, caratteristiche e tecnologia;
- una maggiore efficienza per la riduzione dei costi e dell'impatto ambientale dell'intero sistema elettrico (emissioni di gas serra);
- una notevole flessibilità, per venire incontro alle nuove esigenze dei consumatori fornendo loro strumenti e soluzioni per contribuire all'efficientamento del sistema elettrico nel suo complesso;
- la partecipazione attiva dell'utente finale nel mercato dell'energia e nell'efficienza energetica (maggiori informazione e potere di scelta per il consumatore).

La rete attiva si caratterizza, anche, per la presenza di unità di consumo flessibili (il cui profilo di prelievo può essere rimodulato) e di dispositivi di accumulo dell'energia, che costituiscono un importante grado di libertà nella gestione della rete stessa. Nell'ambito delle reti elettriche intelligenti il sistema di accumulo può, infatti, svolgere molteplici funzioni, apportando una notevole serie di benefici, quali:

- supportare differenti assetti nella generazione distribuita, contribuendo ad esempio a coprire particolari esigenze come quelle legate alla possibilità di disaccoppiare temporalmente una quota del diagramma di generazione e carico dovute alla sempre più diffusa presenza di sistemi di generazione discontinui e non programmabili, come le fonti rinnovabili;
- aumentare la power quality;
- fornire servizi ancillari;
- rendere la microgrid un partner attrattivo verso l'esterno.

Le reti intelligenti svolgeranno, inoltre, in un futuro prossimo, un ruolo fondamentale per servire le infrastrutture di ricarica necessarie alla diffusione su larga scala dei veicoli elettrici. Con riferimento alla mobilità elettrica, l'integrazione tra smart grid e sistemi di ricarica

---

intelligenti si presenta, infatti, come capace di attivare una vantaggiosa sinergia. Le batterie dei veicoli elettrici parcheggiati, di fatto, potranno essere utilizzate, in futuro, come dispositivi di stoccaggio dell'energia elettrica; soluzione che consentirà di ridurre i disagi prodotti dalla generazione intermittente, e quindi poco prevedibile, degli impianti da fonte energetica rinnovabile (solari ed eolici) migliorandone l'utilizzo, proprio grazie al contributo di un traffico d'informazioni che andrà ad affiancare quello di energia elettrica.

È da sottolineare, tuttavia, che, al fine di consentire una sempre maggiore penetrazione nella rete elettrica attuale della GD da fonte rinnovabile, e di favorire, quindi, la crescente presenza di generatori di media e piccola taglia connessi alla rete, sarà necessario analizzare e risolvere l'insorgere di alcune criticità, quali ad esempio: le possibili inversioni del flusso di energia, le conflittualità operative con le attuali modalità di funzionamento dei sistemi di automazione e protezione della rete elettrica, la probabilità di funzionamento di porzioni di rete in configurazione di "isola indesiderata", etc. Sarà, di conseguenza, necessario anche a livello locale, monitorare, gestire ed integrare la distribuzione di energia prodotta in bassa e in media tensione da fonti rinnovabili. Si renderà, pertanto, indispensabile lo sviluppo e l'utilizzo di nuove tecnologie per gestire in modo efficiente i flussi energetici in rete e definire le regole essenziali per mantenere gli attuali livelli di disponibilità del sistema di distribuzione anche in presenza di una fornitura con elevate fluttuazioni. Il connubio tra ICT ed energia appare indispensabile al fine di avviare un cambiamento strutturale verso la definizione di una rete capillare che trasporta energia, informazione e controllo, composta da dispositivi e sistemi altamente distribuiti e cooperanti. In altri termini, grazie all'adozione delle tecnologie informatiche ICT per l'acquisizione e il controllo dei valori istantanei dei principali parametri della rete e la comunicazione, in tempo reale, delle informazioni raccolte tra utilities ed utenti, la Smart Grid dovrà essere in grado di disporre in ogni momento dei dati relativi ai quantitativi di energia utilizzati in un qualsiasi punto della rete. Tramite l'impiego diffuso di ICT diventerà possibile una gestione più evoluta della rete e si potrà concepire l'offerta di servizi a valore aggiunto basati su tariffe dinamiche e flessibili o sul controllo dei sistemi energetici sia domestici che industriali.

I contatori elettronici (smart meter), consentendo il controllo a distanza delle utenze, rappresentano uno dispositivo di base per la realizzazione di una smart grid. Essi rendono disponibili al cliente finale informazioni più dettagliate e, quindi, maggiore consapevolezza dei propri consumi aprendo la strada a nuove tipologie di risparmi generabili dalla disponibilità di un'offerta differenziata. La tariffa bioraria, introdotta nel nostro sistema elettrico e fruibile soltanto dalle utenze corredate di contatore elettronico, è l'esempio più evidente del ruolo attivo nella gestione dei consumi elettrici che oggi siamo chiamati a svolgere.

A riguardo è da sottolineare come proprio l'Italia detiene nel settore delle reti intelligenti un importante primato riconosciuto ormai in tutto il mondo: quello di essere l'unico Paese che, allo stato attuale, ha realizzato la più vasta e capillare sostituzione, presso oltre 32 milioni di utenze, dei contatori elettromeccanici di misurazione dei consumi elettrici con i nuovi modelli elettronici.

La Smart Grid dovrà, pertanto, appoggiarsi su una rete capillare di comunicazione che fornisca non solo la connettività fra i dispositivi, ma che possa anche consentire nuovi servizi energetici. Per la transizione verso le reti elettriche intelligenti del prossimo futuro è, quindi, di centrale

---

importanza l'individuazione di protocolli standard al fine di garantire l'interoperabilità tra sistemi dal livello semantico e di modellizzazione dei dati fino al livello di comunicazione e di architettura. Esse dovranno concepirsi come delle grandi infrastrutture interattive e dinamiche in grado di scambiare informazioni in tempo reale ed elaborare una politica di controllo ed automazione del sistema complessivo, ispirandosi al modello della rete internet.

I benefici attesi a seguito dell'introduzione del modello Smart Grids dipendono da diversi fattori legati alla specifica situazione di rete considerata e riguardano:

- diminuzione delle perdite di rete;
- miglioramento delle prestazioni di rete ed utilizzo degli asset;
- integrazione delle fonti rinnovabili e loro diffusione;
- attivazione di gestione della domanda ed applicazioni di misure ed azioni di efficienza energetica;
- contributo allo sviluppo economico con ricadute positive sulla competitività, sul sistema industriale e sull'occupazione.

Alcune delle principali azioni necessarie (campi di intervento), aggregate per concetti ed applicazioni, per la transizione verso un modello di Smart Grid sono di seguito riportate:

*a. Impatto sulla gestione dei sistemi elettrici*

- Necessità di un forte coordinamento dell'esercizio e della pianificazione tra le reti di trasmissione e di distribuzione mediante soluzioni dedicate atte a garantire un continuo scambio di informazioni in tempo reale.
- Sviluppo di tecnologie, piattaforme informatiche, algoritmi di pianificazione e controllo per l'abilitazione di un processo di trasformazione strutturale di ogni fase del ciclo energetico, dalla generazione fino all'accumulo, al trasporto, alla distribuzione, alla vendita e agli usi finali dell'energia.
- Sviluppo ed implementazione di sistemi di controllo di tipo distribuito a diversi livelli gerarchici (dalla produzione sino all'utente finale) per una efficiente, flessibile e dinamica governance della rete elettrica.
- Definizione di strategie di controllo e supervisione delle interfacce tra i sottosistemi/ sistemi in un contesto di rete complessa, in presenza di poligenerazione distribuita, per l'efficientamento nella gestione dei servizi energetici (elettricità e calore) e la progressiva transizione verso architetture di reti attive.
- Erogazione di servizi avanzati di rete da parte dei generatori da fonte rinnovabile.

*b. Interdipendenza con efficienza energetica e fonti rinnovabili*

- Integrazione di nuovi modelli di generazione, di utilizzo e di consumo efficienti, quali: fonti energetiche rinnovabili nelle reti elettriche di distribuzione e trasmissione, gestione attiva della domanda per gli utilizzatori finali, infrastrutture per ricarica veicoli elettrici per la mobilità sostenibile, infrastrutture integrate di ICT, etc.
- Implementazione diffusa di sistemi di misura intelligenti (Smart Metering) per il monitoraggio dell'intero flusso energetico del sistema, la trasmissione dei dati e la

---

comunicazione in tempo reale con i sistemi di automazione della rete e regolazione dei suoi parametri elettrici funzionali (tensione e potenza) e con il sistema informativo del distributore.

- Sviluppo ed installazione in rete di componentistica dedicata (elettronica di potenza, sistemi di protezione e controllo, nuovi sensori, attuatori ed apparecchiature intelligenti etc.) per incrementare il livello di qualità ed efficienza del servizio elettrico.
- Sviluppo ed implementazione di algoritmi di predicibilità della produzione energetica da fonte rinnovabile per la gestione ottimale del livello di non programmabilità (fornitura intermittente) tipico di tali fonti energetiche, in funzione del bilancio domanda/produzione e del sistema di accumulo.
- Sviluppo di tecnologie per l'accumulo elettrico atte a garantire adeguati indici di affidabilità ed economicità del servizio offerto, nonché benefici in termini di stabilità della rete, qualità dell'energia prodotta (power quality) ed efficienza dell'intero sistema elettrico.

*c. Gestione e trasporto delle informazioni*

- Sviluppo ed utilizzo di tecnologie ICT (infrastrutture di telecomunicazione e protocolli di scambio informazioni) per l'attivazione di strategie avanzate di controllo della rete e integrazione della generazione distribuita da fonte rinnovabile, nonché di soluzioni che abilitano l'utente finale al mercato dell'energia (protocolli di business) e alla fornitura di nuovi servizi.
- Sistemi e piattaforme informatiche (simulatori, sistemi di controllo, sistemi di gestione delle informazioni, sistemi di previsione) e di comunicazione.
- Infrastruttura di comunicazione flessibile, organizzata in modo gerarchico ed in grado di utilizzare tecnologie eterogenee nell'ottica di una futura Internet of Energy.

Appare, tuttavia, evidente la presenza di criticità e di problematiche aperte che richiedono risposte e soluzioni al fine di favorire il percorso di trasformazione del sistema elettrico nazionale verso un network sempre più flessibile, efficiente, affidabile e sostenibile che vede la partecipazione attiva dell'utente finale. È da evidenziare, infine, come lo sviluppo delle Smart Grids rappresenti un importante driver per lo sviluppo economico del sistema paese con ricadute positive sulla competitività, sul sistema industriale e sull'occupazione.

## **5. La possibile evoluzione dei sistemi di distribuzione**

Le variabili considerate nelle strategie di sviluppo delle reti di distribuzione sono, tradizionalmente, legate al carico da alimentare ed alla previsione del suo incremento. Soltanto negli ultimi anni, nella necessità di ottemperare alle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG), ha cominciato ad assumere un ruolo rilevante anche il rispetto degli indicatori di qualità del servizio reso all'utente finale (cliente), con particolare riferimento alla continuità della fornitura (numero e durata delle interruzioni). Le variabili sopra indicate (carico e qualità del servizio) hanno indirizzato fino ad oggi lo sviluppo delle

---

strutture e delle configurazioni di rete, nonché la tipologia delle apparecchiature ed i sistemi di protezione da adottare. Oggi i sistemi di distribuzione sono già oggetto di rivisitazione al fine di implementare in maniera sempre più spinta la gestione automatica degli stessi, con lo scopo di migliorare la qualità e l'affidabilità del servizio fornito. Soprattutto nel passato, in misura minore oggi, la pianificazione e la gestione delle reti di distribuzione si riferiscono ad una strategia volta a considerarle reti di tipo passivo. I nuovi scenari di mercato, la progressiva penetrazione di impianti di produzione diffusi sulle reti di distribuzione e, come detto in precedenza, le relative problematiche che nascono, impongono una revisione delle scelte di pianificazione e gestione da attuarsi, implicando una serie di svariate alternative strutturali e tecnologiche. Senza regole relative al dispacciamento ed alla disponibilità della GD, la stessa comporta difficoltà legate al fatto che il Distributore deve garantire la fornitura di energia, a patto che la rete di trasmissione a monte e la GD garantiscano un'adeguata disponibilità di potenza. In assenza di un quadro normativo preciso, la potenza proveniente dalla GD potrebbe venir meno, proprio, ad esempio, nelle ore di punta di carico e, quindi, quando ve ne è maggior bisogno. A ciò si potrebbe ovviare, per esempio, con un mercato della GD del tutto simile a quello utilizzato per la generazione tradizionale con meccanismi regolatori ed incentivanti tali che l'esercizio della GD diventi vantaggioso per le reti distribuzione e per l'intero sistema elettrico. Tuttavia, attualmente, si è comunque distanti da un simile scenario, in quanto le scelte strategiche sono effettuate con l'obiettivo del raggiungimento di un risparmio energetico complessivo, e la GD è, pertanto, considerata più come mezzo di produzione che favorisce la massima efficienza energetica complessiva, a prescindere dalla curva di carico richiesta dal sistema.

L'attuale scenario risulta ancora improntato a subire la presenza della generazione distribuita, senza ammetterne, ad esempio, il funzionamento in isola su porzioni di rete pubblica ed è soggetto a regole e soluzioni che spesso non favoriscono l'evoluzione verso un nuovo modello basato sulla GD e le fonti energetiche rinnovabili.

## 6. Conclusioni

La continua crescita dei consumi energetici pone a livello internazionale, così come a livello nazionale, le problematiche sulle fonti primarie da impiegarsi per soddisfare tale richiesta, nell'ottica di un progressivo esaurimento delle fonti fossili, visto il continuo e sostanziale uso che di esse si continuerà a fare, e dei cambiamenti climatici.

Gli scenari per il 2050 prevedono che: o il consumo totale di energia a livello mondiale passerà dagli attuali 12 Gtep ai 22 Gtep all'anno; o le dimensioni dell'economia mondiale saranno quadruplicate rispetto a quelle attuali, ma il consumo energetico mondiale sarà poco più che raddoppiato; o le regioni dei Paesi in via di sviluppo registreranno un notevole incremento del fabbisogno energetico. Il consumo energetico in questi Paesi supererà quello del mondo industrializzato, per arrivare ai due terzi del consumo mondiale; o l'aumento del consumo di elettricità procederà di pari passo con la crescita dell'economia e la produzione totale di energia elettrica sarà quadruplicata rispetto a quella attuale. A fronte di questo quadro di riferimento, è inverosimile che una singola fonte rinnovabile possa assumere un ruolo predominante, come

---

è accaduto nel passato recente per i combustibili fossili ed è, pertanto, opinione diffusa e sempre più condivisa, che sarà necessario disporre di un mix di generazione, con la prevalenza di una fonte sull'altra a seconda delle situazioni locali, delle applicazioni e delle condizioni economiche.

La chiave del futuro sta nel bisogno di flessibilità, al fine di disporre di una maggiore libertà di scelta svincolandosi, nel contempo, dai condizionamenti che ciascuna fonte e ciascuna tecnologia presenta. Occorre, pertanto, mettere in atto una strategia orientata all'utilizzo di tutte le soluzioni contemporaneamente perseguibili favorendo una evoluzione del mix di generazione energetica (impiego crescente delle fonti rinnovabili) da esercire, gestire e controllare in una architettura smart di rete elettrica.

L'evoluzione verso la "rete intelligente" richiederà tempi lunghi ed investimenti significativi, ma rappresenta un traguardo necessario ed indispensabile. Il modello di sviluppo ipotizzato si fonda sull'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, che sono, però caratterizzate, come è noto, da una spiccata variabilità; pertanto, al fine di garantire adeguati e necessari indici di qualità ed affidabilità del servizio è necessario ricorrere, in una architettura Smart Grid, all'utilizzo di sistemi di accumulo dell'energia elettrica. L'utilizzo delle fonti rinnovabili si presenta oggi come una strategia necessaria per la sostenibilità energetica, in quanto esse non solo sono caratterizzate da ridotto o quasi nullo impatto ambientale, ma possono concorrere a potenziare la generazione decentralizzata di energia, la micro generazione ed, in futuro, anche grazie alle microreti, adeguatamente integrate all'interno dei sistemi elettrici, potranno contribuire a migliorare la sicurezza negli approvvigionamenti energetici. La ricerca, quindi, dovrà percorrere più strade, ciascuna delle quali potrà fornire contributi e soluzioni per il perseguimento degli obiettivi prefissati di sviluppo di tecnologie, sistemi o strategie energetiche sostenibili nei più svariati settori.

La GD costituisce una importante opportunità per l'efficientamento del sistema energetico, purché si proceda alla definizione di un quadro normativo e regolatorio definito e stabile. La GD è, infatti, la via maestra per raggiungere i target di aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, e di riduzioni delle emissioni di gas climalteranti come definiti dalle misure "20-20-20" al 2020.

Per sfruttare appieno i vantaggi potenziali offerti dalla GD, occorre procedere ad una ridefinizione di tutti i principali criteri di pianificazione e gestione dei sistemi di distribuzione. Gli scenari innovativi ipotizzabili sono molteplici e lontani dalle attuali soluzioni basate sull'adeguamento della GD alle reti a causa di un'impostazione culturale e normativa che tradizionalmente è di tipo "verticalmente integrato". E' chiaro, comunque, che, sia pur con una visione di lungo periodo, è necessario avviare un percorso di trasformazione ed innovazione configurando nuovi schemi di rete e strategie di controllo e gestione; le modifiche investiranno, in prospettiva, aspetti tecnici, ma anche di carattere strategico ed economico.

Sotto l'aspetto tecnico le reti di distribuzione, oggi radiali o esercite radialmente e comunque di tipo passivo, evolveranno, probabilmente, verso strutture di tipo magliato, sfruttando l'attuale possibilità di contro alimentazione; altre soluzioni, di notevoli potenzialità, ma caratterizzate da non poche problematiche, riguardano la creazione di microgrids autonome e non. Sempre nell'ambito del controllo e della gestione, la possibilità del funzionamento in isola intenzionale con lo sviluppo ed applicazione di tutti i necessari automatismi costituirà,

---

certamente, un traguardo da raggiungere. Sfruttando, inoltre, le potenzialità dei moderni sistemi di comunicazione e controllo a distanza risulta ipotizzabile anche uno scenario di gestione centralizzata di sistemi diversi distribuiti sul territorio secondo il modello virtual utility, che è da intendersi come un insieme di micro sorgenti distribuite sul territorio, ma controllate e gestite come un unico impianto di produzione.

Le reti elettriche del futuro sono destinate a svolgere il ruolo di “network” dove l’intera catena del sistema energia – produzione, stoccaggio, trasmissione e distribuzione – sarà caratterizzata da indici sempre più elevati di efficienza, flessibilità ed economicità e dove si instauri un sistema virtuoso di scambio bidirezionale di informazioni e comunicazioni tra produttore consumatore e mercato. Lo sviluppo delle Smart Grids, che vedono le fonti rinnovabili e la generazione distribuita come loro principali driver, è ritenuto, come testimoniato dalle politiche strategiche sull’energia adottate in ambito comunitario, un passaggio chiave e prioritario soprattutto nell’ottica di una “transizione” del settore energetico mondiale verso un modello low carbon caratterizzato da una massiva e diffusa presenza di generazione da fonti energetiche alternative.

Nella consapevolezza, da un lato che l’approvvigionamento energetico mondiale, nella misura e nelle quantità previste, non potrà che essere assicurato dai combustibili fossili per un periodo limitato, dall’altro dell’urgenza del problema posto dai costi ambientali e sociali determinati dalle fonti primarie a disposizione e dall’uso che ne facciamo, appare evidente quanto sia fondamentale favorire e sostenere, sempre di più, il processo di decarbonizzazione attraverso l’attuazione capillare e diffusa di misure di efficienza energetica, l’utilizzo della generazione distribuita e delle fonti di energia rinnovabile, l’impiego delle tecnologie abilitanti dell’ICT, l’adozione del modello Smart Grids.

È da sottolineare, tuttavia, che tale percorso richiede processi lunghi e complessi di trasformazione e sviluppo che, come sopra evidenziato, implicano un quadro articolato di aspetti tecnici, ambientali, normativi ed economici che oggi si pongono, ancora, come campo di studio e ricerca. In questa fase di profonda innovazione un ruolo di primaria importanza sarà rivestito dall’autorità di regolazione al fine di favorire e stimolare, attraverso un’adeguata processo normatorio e regolatorio, nonché mediante l’attivazione di meccanismi di finanziamento dedicati, gli investimenti necessari per una effettiva transizione verso un sistema nel complesso più evoluto che potremmo definire Smart power system, che riconosca al centro del nuovo modello l’utente del sistema (produttore, consumatore, prosumer). Ciò che occorre realizzare, infatti, non si riconduce esclusivamente alle Smart Grids, ma necessita di un modello di sistema elettrico dove gli utenti della rete siano in grado di sfruttare a pieno i benefici e le opportunità derivanti dalle nuove tecnologie, adeguando i propri impianti di produzione e di consumo.

Gli sforzi e gli investimenti da fare saranno notevoli, tuttavia è da evidenziare come le Smart Grids possano generare benefici e ritorni notevolissimi, per lo meno doppi, considerando l’effetto moltiplicatore nella resa di ciò che si spende. Le ricadute positive potranno essere ancora maggiori, se si considerano la creazione di posti di lavoro ed il conseguente volume di affari che esse sono in grado di generare, come elemento chiave per il percorso di rivoluzione del sistema elettrico e l’affermazione di un nuovo, futuro, modello energetico.

# I SISTEMI DI INCENTIVAZIONE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI

Paola Giuliani

**Abstract:** Con la presente indagine conoscitiva si tratteggiano, senza alcuna pretesa di esaustività, le maggiori novità introdotte dai provvedimenti normativi nazionali che, sulla spinta di impulsi comunitari e sovranazionali, hanno disegnato il quadro dei modelli di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte solare.

La scarsità di informazioni sulle opportunità di finanziamento e sui sistemi tariffari in vigore, la carenza di chiare strategie a lungo termine, nonché il susseguirsi di normative non sempre adeguate –che spesso impediscono, di fatto, l’implementazione degli obiettivi prefissati– costituiscono le principali cause di una inevitabile sottostima del potenziale delle fonti rinnovabili.

Il conseguimento dell’obiettivo della c.d. Grid Parity<sup>1</sup> impone di seguire il percorso costituito dagli interventi necessari alla riduzione dei costi industriali nelle diverse fasi della filiera del silicio cristallino e di tutti gli altri costi associati alla realizzazione ed alla gestione degli impianti fotovoltaici con la consapevolezza che gli attuali regimi di sostegno devono essere visti e strutturati come il giusto strumento transitorio per permettere al fotovoltaico di entrare a pieno titolo nel mercato dell’energia.

**Parole chiave:** fonti rinnovabili; fotovoltaico; sistemi di incentivazione, conto energia; tariffe incentivanti

**Sommario:** 1. Introduzione - 2. I certificati verdi, le tariffe omnicomprensive e la valorizzazione dell’energia immessa in rete (in particolare, lo Scambio sul posto e il Ritiro dedicato) - 3. I certificati RECS - 4. Il meccanismo di incentivazione previsto per gli impianti alimentati da fonte solare: il Conto Energia - 4.1 Il primo Conto energia - 4.2 .Il secondo Conto Energia - 4.3. Il terzo Conto Energia - 4.4. Il quarto Conto Energia - 4.4.1. Campo di applicazione - 4.4.2. Regime di sostegno - 4.4.3. Condizioni per l’accesso alle tariffe incentivanti - 4.4.4. Il “Registro dei grandi impianti” e la graduatoria del GSE (art. 8) - 4.4.4.1. Periodi di iscrizione - 4.4.4.2. Criteri di priorità da applicare in ordine gerarchico, nella formazione della graduatoria che il GSE pubblica sul proprio sito entro quindi giorni dalla data di chiusura del relativo periodo (art. 8 comma 3) - 4.4.4.3. Modalità di iscrizione al registro - 4.4.4.4. Pubblicazione delle graduatorie - 4.4.5. Certificazione di fine lavori

---

<sup>1</sup> La Grid Parity, secondo la definizione tratta Wikipedia, è il punto in cui l’energia elettrica prodotta con metodi alternativi (energie rinnovabili) ha lo stesso prezzo dell’energia tradizionale (rete elettrica)

---

per i grandi impianti (art. 9) - 4.4.6. Accesso alle tariffe incentivanti (art. 10) - 4.4.7. Le tariffe incentivanti (art. 12 e allegato 5) - 4.4.8. Premi per specifiche tipologie e applicazioni di impianti fotovoltaici (art. 14) - 4.4.9. Conclusioni: le incertezze legate al quarto Conto Energia.

## 1. Introduzione

Per favorire le politiche sull'efficienza energetica e le fonti rinnovabili – condizionate in maniera decisiva dalle sempre più crescenti preoccupazioni sul versante dei cambiamenti climatici e degli impatti ambientali per un verso, nonché dalle problematiche legate alla sicurezza degli approvvigionamenti, per l'altro verso – l'Italia<sup>2</sup>, anche sulla spinta di prescrizioni e impulsi comunitari e sovranazionali, ha principalmente utilizzato leve di carattere prescrittivo, economico, e autorizzativo.

Tra le prime si colloca l'obbligo, posto a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico nazionale, a decorrere dall'anno 2002, una quota minima di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili (cfr. art. 11 del D.Lgs. 79/1999) suscettibile di incremento annuale<sup>3</sup>.

Tra le leve di carattere economico, si annoverano, oltre che la valorizzazione dell'energia immessa in rete – attraverso l' "Autoconsumo" e il "Libero Mercato" oppure il "Ritiro Dedicato" o lo "Scambio sul posto" – i cinque meccanismi fondamentali di promozione per le fonti di energia rinnovabili:

- la tariffa di acquisto dell'energia elettrica prodotta dagli impianti rinnovabili in convenzione c.d. "CIP6/92"<sup>4</sup>;
- i certificati verdi (CV) per la produzione da impianti alimentati da tutte le fonti rinnovabili di medio-grandi dimensioni e la tariffa onnicomprensiva per la produzione da impianti di piccole dimensioni;

---

<sup>2</sup> Tutti i paesi membri dell'UE utilizzano, per l'incentivazione delle rinnovabili: 1. meccanismi di prezzo. Tra questi: a) i *feed in tariffs*, tariffe riconosciute alla totalità della produzione per un certo numero di anni in cambio della cessione dell'energia; b) i premi, riconosciuti alla totalità della produzione, da aggiungere alla remunerazione sull'energia ottenuta tramite i meccanismi di mercato; 2. meccanismi di quantità. Tra questi, le aste e i certificati verdi, con i quali si stabilisce una quota annua del mercato elettrico riservata alle fonti rinnovabili, per le quali, tramite meccanismo competitivo, si forma un prezzo annuale.

<sup>3</sup> Il d.lgs 28/2011, al comma 3 dell'art. 25, ha previsto una graduale riduzione della quota d'obbligo di cui all'art. 11 del d.lgs 79/99 sino al suo totale annullamento per l'anno 2015; al comma 2 del medesimo articolo, prescrive l'eliminazione, a partire dal 1 gennaio del 2012 dell'obbligo posto a carico degli importatori e dei soggetti responsabili degli impianti che importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, nel caso in cui l'energia elettrica importata concorra al raggiungimento degli obiettivi nazionali – precisati all'art. 3 del decreto – di coprire al 2020 il 17% dei consumi finali di energia attraverso fonti rinnovabili.

<sup>4</sup> Il CIP6/92 è una delibera del Comitato Interministeriale Prezzi adottata il 29 aprile 1992 (pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n°109 del 12 maggio 1992) a seguito della legge n. 9 del 1991, con cui sono stabiliti prezzi incentivati per l'energia elettrica prodotta con impianti alimentati da fonti rinnovabili e "assimilate". In forza di tale delibera, i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate hanno diritto a rivenderla al Gestore dei Servizi Energetici a un prezzo superiore rispetto a quello di mercato.

- 
- i RECS e marchi di qualità, certificazioni volontarie ancora in fase di sviluppo nel nostro Paese;
  - il Conto Energia per il solare fotovoltaico e termodinamico;
  - i contributi comunitari, nazionali e regionali, emessi prevalentemente a favore di applicazioni innovative e con varie modalità;

Il *focus* della presente analisi non consente di indugiare compiutamente sui modelli di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte non solare – pertanto per questi meccanismi ci si limiterà a un brevissimo cenno – ma offre l’occasione per evidenziare le principali novità introdotte nel corso degli anni dai diversi provvedimenti normativi nazionali che hanno disegnato il quadro dei sistemi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte solare.

Tali regimi di sostegno sono stati investiti, proprio in questi mesi, da un profondo processo di ridefinizione. È stato infatti pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, dapprima, il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28<sup>5</sup>, che ha posto fine “prematuramente” alla giovane vita del terzo Conto Energia che, nelle originarie intenzioni del Legislatore, avrebbe dovuto incentivare il settore nel triennio 2011-2013<sup>6</sup>, quindi, il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 Maggio 2011<sup>7</sup> recante “Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici” (c.d. “Quarto Conto energia”) che stabilisce i criteri per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici e lo sviluppo di tecnologie innovative per la conversione fotovoltaica.

## **2. I certificati verdi, le tariffe omnicomprendenti e la valorizzazione dell’energia immessa in rete (in particolare, lo Scambio sul posto e il Ritiro dedicato).**

Ai produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili – destinatari dell’obbligo di immissione di cui all’art. 11 del D.lgs 79/1999 sopra citato – la normativa lascia la facoltà di adempiervi anche acquistando da altri produttori i titoli comprovanti la produzione di una certa quantità di energia da fonti rinnovabili. Nasce in così il sistema dei Certificati Verdi, meccanismo di incentivazione che ha sostituito il sistema del Cip<sup>8</sup>, ma che, a sua volta, è destinato ad essere

---

<sup>5</sup> Che ha dato attuazione alla Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, recante “modifica e successiva abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”

<sup>6</sup> Il d.lgs. 3 marzo 2011, n. 28 – spiega una nota del Ministero dello Sviluppo Economico, “provvede alla razionalizzazione ed all’adeguamento del sistema di incentivi per produrre e utilizzare l’energia rinnovabile, per la produzione di energia elettrica e termica; all’individuazione di misure volte all’incremento dell’efficienza energetica nei vari settori di utilizzo dell’energia; alla necessaria semplificazione delle procedure autorizzative; allo sviluppo delle infrastrutture di rete necessarie per il pieno sfruttamento delle fonti rinnovabili. Il provvedimento definisce anche modalità relative alla diffusione delle informazioni, al monitoraggio dell’avanzamento rispetto agli obiettivi”.

<sup>7</sup> Gazzetta Ufficiale n. 109 del 12 maggio 2011.

<sup>8</sup> Come indicato nella nota n. 3, Il Cip<sup>6</sup> è un provvedimento del CIPE adottato il 29 aprile 1992 che promuoveva lo sfruttamento delle Fonti Energetiche Rinnovabili o assimilate da parte di impianti entrati in funzione dopo il

soppiantato dallo strumento delle aste al ribasso in forza delle recenti modifiche normative introdotte dal d.lgs n. 28/2011. Tale ultima disposizione prevede infatti il passaggio dal primo a secondo meccanismo a partire dall'anno 2013, con un periodo di transizione – dal 2011 al 2015 – in cui il sistema resterà in vigore, sia pure con regole differenti rispetto al passato e in cui il costo del sussidio sarà probabilmente più alto rispetto a quello registrato negli anni 2008 -2010 a regolazione vigente prima del decreto (cfr. comma 3 art. 24 del d.lgs 28/2011)<sup>9</sup>.

Ma già nel corso della sua vita, il sistema dei CV aveva registrato una serie di modifiche, dapprima dal “Collegato alla Finanziaria 2008” (D.L. 159/07 come modificato dalla legge di conversione 222/07), quindi dalla Finanziaria stessa (L244/07), dal D.M. 18/12/08, dalla legge 23/7/09 n. 99 e, da ultimo, come si è detto, dal d.lgs n. 28/2011.

In origine infatti, i certificati verdi venivano attribuiti in misura proporzionale all'energia prodotta, indistintamente per le diverse fonti, per un periodo di otto anni. Alla produzione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile entrati in esercizio prima del 2008 che avessero ottenuto la qualifica di impianti alimentati da fonti rinnovabili (IAFR) – qualifica attestante il possesso dei requisiti previsti dalla normativa per il riconoscimento degli incentivi – veniva associato un certificato verde (CV) per ogni mwh/anno prodotto. Il D.lgs 152/2006 (art. 267, comma 4 lettera D) ha prolungato il periodo a dodici anni per tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dal 1/4/1999 al 31/12/2007. Le voci di ricavo per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio entro il 31/12/2007 erano quindi due: da un lato, la vendita dei CV attribuiti all'energia prodotta (indistintamente per le diverse fonti), dall'altro, la valorizzazione dell'energia immessa in rete (Autoconsumo e Libero mercato, oppure Ritiro dedicato, oppure Scambio sul Posto).

Periodo di esercizio	Incentivo	Valorizzazione energia
Primi 12 anni	Vendita CV attribuiti all'energia prodotta (indistintamente per le diverse fonti)	Autoconsumo e Libero mercato oppure Ritiro dedicato <sup>1</sup> oppure Scambio sul posto <sup>2</sup>
Dopo	-	

1. Di potenza non superiore a 10 MVA o di potenza qualsiasi nel caso di fonti rinnovabili non programmabili.
2. Di potenza non superiore a 20 kW.

Tabella 1<sup>10</sup>. Voci di ricavo per gli impianti a fonti rinnovabili entrati in esercizio entro il 31/12/2007<sup>11</sup>

30 gennaio 1991 e garantiva l'acquisto dell'energia elettrica da parte di ENEL a prezzi incentivati attraverso una componente di costo evitato (costo dell'impianto, costo di esercizio, costo di manutenzione e acquisto combustibile) concessa per tutto il periodo di durata del contratto di fornitura, fino ad un limite temporale di 15 anni, e una componente di incentivazione, basata sulla stima dei costi aggiuntivi per ogni singola tecnologia, riconosciuta solo per i primi 8 anni di esercizio dell'impianto. Con il DM 2 dicembre 2009, il Ministero dello Sviluppo Economico ha disciplinato i meccanismi di risoluzione anticipata facoltativa a partire dal 2010 delle convenzioni CIP 6/92

<sup>9</sup> Il comma 3 dell'art. 24 del d.lgs 28/2011 conferma l'obbligo di ritiro da parte del GSE dei certificati verdi eccedenti rispetto alla quota d'obbligo a carico dei produttori e degli importatori convenzionali, prevedendo che il prezzo di ritiro sia pari al 78% di 180 euro-prezzo dell'energia nel mercato e non più al prezzo medio dei certificati scambiati in passato.

<sup>10</sup> Fonte GSE – Guida agli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili – Maggio 2010 – tab. 2.1. pag. 8

<sup>11</sup> Il medesimo schema si applica – in alternativa al Conto Energia – anche agli impianti fotovoltaici che, pur non

La legge Finanziaria 2008, per gli impianti entrati in esercizio successivamente al 31/12/2007, ha prolungato a 15 anni il periodo di incentivazione, differenziando il numero dei CV attribuiti all'energia prodotta a seconda della tipologia della fonte ed ha inoltre introdotto un nuovo sistema di incentivazione, "la tariffa onnicomprensiva", alternativo a quello dei CV, a beneficio esclusivo dei soli impianti di potenza fino a 1 MWe (220 kw nel caso degli eolici). Tali impianti possono accedere ad una tariffa di ritiro dell'energia immessa in rete, differenziata per fonte e riconosciuta per un periodo di quindici anni, che comprende sia la componente incentivante, sia la componente relativa alla remunerazione derivante dalla vendita dell'energia elettrica immessa nella rete. La scelta tra i CV e la tariffa onnicomprensiva viene compiuta all'atto della richiesta al GSE della qualifica di IAFR. E' tuttavia consentito un solo passaggio da un sistema di incentivo all'altro<sup>12</sup> prima della fine del periodo di incentivazione. In tal caso, la durata del periodo di diritto al nuovo sistema di incentivazione è decurtata del periodo già goduto con il precedente meccanismo<sup>13</sup>.

Periodo di esercizio	A) Qualsiasi taglia di potenza		B) Solo per gli impianti più piccoli (in alternativa allo schema A)	
	Incentivo	Valorizzazione energia	Incentivo	Valorizzazione energia
Primi 15 anni	Vendita CV attribuiti all'energia prodotta (in misura distinta per le diverse fonti)	Autoconsumo e Libero mercato oppure Ritiro dedicato <sup>2</sup> oppure Scambio sul posto <sup>3</sup>	Tariffe onnicomprensive di ritiro dell'energia immessa in rete (distinte per le diverse fonti)	
Dopo	-		-	Autoconsumo e Libero mercato oppure Ritiro dedicato oppure Scambio sul posto <sup>3</sup>

1. Di potenza non superiore a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici on-shore).  
 2. Di potenza non superiore a 10 MVA o di potenza qualsiasi nel caso di fonti rinnovabili non programmabili.  
 3. Di potenza non superiore a 200 kW.

Tabella 2. Voci di ricavo per gli impianti a fonti rinnovabili, diverse dalla fonte solare, entrati in esercizio dopo il 31/12/2007<sup>14</sup>

L'art. 2, comma 144, tabella 2 e comma 145 tabella 3 della Legge Finanziaria 2008, nonché l'art. 3, commi 1 e 2 del DM 18/12/2008 escludono la produzione derivante da impianti fotovoltaici dall'accesso alla incentivazione mediante CV o tariffa onnicomprensiva ad eccezione di quella derivante da impianti per i quali sia stata inoltrata la domanda di autorizzazione unica di cui all'art. 12 del decreto legislativo 387/2003 ovvero la richiesta di autorizzazione prevista dalla vigente normativa

essendo entrati in esercizio entro il 31/12/2007, entro tale data abbiano avviato l'iter autorizzativo.

<sup>12</sup> Salva l'eccezione di cui all'art. 21 comma 2 del DM 18/12/2008

<sup>13</sup> Fonte: GSE – Guida agli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili – Maggio 2010, pag. 36

<sup>14</sup> Fonte GSE – Guida agli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili – Maggio 2010 – tab.2.2. pag. 9.

---

nazionale o regionale in data antecedente a quella di entrata in vigore della legge finanziaria del 2008<sup>15</sup>. Nel 2010 il sistema dei certificati verdi è stato oggetto di due riforme normative alle quali hanno fatto seguito altre due interventi di segno opposto che hanno lasciato il meccanismo praticamente identico rispetto a quello disegnato dalle disposizioni della Finanziaria del 2008 e del D.M. 18 dicembre 2008.

Gli artt. 18 e 19 della c.d. Legge Sviluppo<sup>16</sup> avevano prescritto, a partire dal 1 gennaio 2011 – termine successivamente posticipato dagli emendamenti contenuti nel DL 135/2009<sup>17</sup> al 1 gennaio 2012 – il trasferimento dell’obbligo di acquisto di CV dai produttori e importatori di energia convenzionale ai titolari di un contratto di dispacciamento in prelievo con Terna. Il DL 72/2010, convertito in legge 111/2011<sup>18</sup>, ha disposto l’abrogazione delle norme sopra citate lasciando immutato l’obbligo a carico dei produttori e importatori di energia convenzionale.

A fine primavera, l’art. 45 del DL 78/2010 sanciva l’abrogazione delle norme che disponevano il ritiro dei certificati verdi in scadenza e il ritiro, al marzo di ogni anno sino al 2011, dei certificati verdi non venduti sul mercato. In sede di conversione in legge del provvedimento, con la nuova formulazione della disposizione si reintroduce il ritiro dei certificati verdi non ceduti sul mercato anche se non scaduti nonché il ritiro dei certificati verdi alla scadenza a condizione che l’“importo complessivo derivante dal ritiro, da parte del GSE, (...) a decorrere dalle competenze dell’anno 2011, sia inferiore del 30% rispetto a quello relativo alle competenze dell’anno 2010”.

In aggiunta agli eventuali incentivi percepiti, l’energia elettrica prodotta dall’impianto e non contestualmente consumata può essere commercializzata dal responsabile dell’impianto attraverso due sistemi alternativi: lo scambio sul posto e la vendita (ritiro dedicato e la borsa elettrica). La valorizzazione dell’energia immessa in rete costituisce quindi la seconda voce di ricavo per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e l’unica al termine del periodo di incentivazione.

Il regime di Ritiro dedicato (o vendita indiretta) – regolato dalla delibera AEEG 280/2007 (e s.m.i) – offre ai produttori un modello semplificato, rispetto alle contrattazioni bilaterali e alla borsa elettrica, per la vendita di energia elettrica prodotta e immessa in rete e consiste nella cessione al GSE, e nella conseguente remunerazione, dell’energia elettrica immessa in rete e dei relativi corrispettivi per l’utilizzo della rete (dispacciamento e trasporto) a condizioni definite dall’AEEG. In altre parole, attraverso questo sistema si demanda al GSE l’acquisto (ossia il ritiro) di tutta l’elettricità immessa in rete dall’impianto. Il GSE corrisponde al produttore un prezzo per ogni KWh ritirato, svolgendo il ruolo di intermediatore commerciale tra i produttori ed il sistema elettrico, sia nella compravendita dell’energia elettrica, sia nella gestione dell’accesso al sistema elettrico (ossia nella gestione dei servizi di dispacciamento e di trasporto in immissione). Ad eccezione dei conguagli derivanti da rettifiche sulle misure trasmesse dai gestori di rete, il GSE regola i corrispettivi spettanti ai produttori su base mensile. In linea generale, i prezzi corrisposti dal GSE al produttore sono quelli stabiliti giorno per giorno dalle dinamiche di domanda e offerta

---

<sup>15</sup> Per tali impianti è consentito l’accesso al meccanismo dei certificati verdi applicando le disposizioni di cui al DM 24 ottobre 2005, nella versione vigente al 31 dicembre 2007 (art. 15, comma 2 del DM 18/12/2008).

<sup>16</sup> Legge 99/09

<sup>17</sup> Convertito in legge 166/2009

<sup>18</sup> C.d. DL nuovi entranti CO2

---

che si sviluppano nella borsa elettrica. Il prezzo di ritiro dell'energia immessa in rete è pari al prezzo orario della zona di mercato dove è ubicato l'impianto. Oltre a riconoscere al produttore il prezzo minimo garantito (ossia il prezzo zonale), il sistema del ritiro dedicato contempla una serie di compensazioni attive e passive calcolate percentualmente sull'energia immessa. Quanto all'ambito di applicazione, tale sistema può essere richiesto per l'energia elettrica prodotta dagli impianti contemplati dall'art. 13, commi 3 e 4 del d.lgs 387/2003 e dall'art. 1, comma 41, della L. 239/2004, ossia da quelli:

- *di potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da qualunque fonte;*
- *di qualsiasi potenza nel caso di fonti rinnovabili non programmabili quali eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica;*
- *di potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili programmabili purché nella titolarità di un auto produttore<sup>19</sup>.*

Il sistema del ritiro dedicato viene normalmente preferito a quello della vendita diretta per un duplice ordine di motivi, da un lato, per la semplificazione operativa, connessa al vantaggio, per il produttore di energia elettrica, di doversi rapportare con un unico interlocutore – il GSE – in luogo delle diverse imprese responsabili dei servizi di trasmissione e distribuzione; dall'altro, per la semplificazione burocratica, legata all'esistenza di un unico adempimento cui ottemperare: la stipula della convenzione con il GSE che comprendente tutti gli aspetti tecnici e commerciali.

Lo Scambio sul posto – disciplinato dalla delibera AEEG ARG/elt 74/2008 e s.m.i – è un sistema che consente di immettere in rete l'energia elettrica prodotta e non immediatamente consumata per poi prelevarla in un momento successivo per soddisfare i propri consumi. L'utente che abbia la titolarità o la disponibilità di un impianto alimentato da fonte rinnovabile ottiene la compensazione tra il valore associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

### **3. I certificati RECS**

Oltre al meccanismo dei certificati verdi, nel 2003 prende vita in Italia il sistema dei certificati RECS (Renewable Energy Certificate System), titoli di taglia pari a 1 Mwh che comprovano l'impiego delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica, scambiabili, in ambito nazionale e internazionale, separatamente dall'energia sottostante certificata. A differenza del primo sistema – il cui accesso è legato all'obbligo, introdotto dal c.d. decreto Bersani, di immissione in rete di una certa quantità di energia prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili – nel sistema dei certificati RECS la partecipazione è volontaria: l'utilizzatore del certificato, mediante il suo acquisto e successivo annullamento, anche separatamente dall'erogazione fisica dell'elettricità, testimonia la sua sensibilità a favore dell'ambiente.

---

<sup>19</sup> Fonte: GSE – Guida agli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili – Maggio 2010, pag. 38

---

## 4. Il meccanismo di incentivazione previsto per gli impianti alimentati da fonte solare: il Conto Energia

In Italia gli impianti alimentati da fonte solare possono contare, oltre che sulla valorizzazione dell'energia immessa in rete o auto consumata, anche su un meccanismo di incentivazione specifico, il Conto Energia, che premia l'energia prodotta dagli stessi per un periodo di venti anni, per gli impianti fotovoltaici, e di venticinque anni per gli impianti solari termodinamici. Il sistema, già contemplato dal D.lgs n. 387 del 29 dicembre 2003, è diventato operativo in seguito all'entrata in vigore dei decreti attuativi del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 e le sue regole sono state modificate dalle diverse disposizioni normative che si sono succedute nel tempo allo scopo di renderlo più razionale o più idoneo al raggiungimento degli obiettivi fissati dalla normativa comunitaria. Tali disposizioni normative hanno scandito il passaggio tra il c.d. "primo Conto Energia"<sup>20</sup> (DM 28/07/ 2005; DM 06/02/2006; Delibera AEEG 40/06), il "secondo Conto Energia"<sup>21</sup> (DM19/02/2007; DM 02/03/2009; Delibera AEEG 90/07; Delibera AEEG 161/08), il "terzo Conto Energia"<sup>22</sup> (DM 6 agosto 2010; Delibera ARG/elt 181/10) e, da ultimo, il "quarto Conto Energia" (DM 05/05/2011)<sup>23</sup>.

Si avverte che con la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale<sup>24</sup>, del d. lgs 28/2011 (c.d. decreto Romani)<sup>25</sup>, le regole del meccanismo di incentivazione per gli impianti solari fotovoltaici dettate dalle disposizioni del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 6 agosto 2010 – che si andranno di seguito a tratteggiare nelle linee essenziali – si applicano solo alla produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici che siano entrati in esercizio entro il 31 maggio 2011<sup>26</sup>. Il forza del comma 10 dell'art. 25 del D.lgs. 28/2011 – che contempla una clausola di salvezza

---

<sup>20</sup> DM 28/07/ 2005 recante, "Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", DM 06/02/2006 recante "Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare" e Delibera AEEG 40/06 recante "Testo coordinato delle integrazioni e modifiche apportate con Deliberazione AEEG n. 40/06 alla Deliberazione AEEG n. 188/05.

<sup>21</sup> DM19/02/2007 Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387; DM 02/03/2009 Disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare; Delibera AEEG 90/07 Attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici; Delibera AEEG 161/08; Modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

<sup>22</sup> DM 6 agosto 2010, Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare; Delibera ARG/elt 181/10, Attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 agosto 2010, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica.

<sup>23</sup> DM 05/05/2011 recante "Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici" – G.U. n. 109 del 12/05/2011.

<sup>24</sup> GU n. 71 del 28.03.2011 – Suppl Ordinario n. 81.

<sup>25</sup> D.lgs 3 marzo 2011, n. 28 - Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

<sup>26</sup> Cfr. comma 9, art. 25 del d.lgs 28/2011.

di quanto previsto dall'art. 2 *sexies* del decreto legge 25 gennaio 2010 n. 3, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 marzo 2010 n. 41 – le tariffe incentivanti di cui all'art. 6 del DM 19/02/2007 sono pur sempre riconosciute a tutti i soggetti che abbiano concluso entro il 31 dicembre 2010 l'installazione dell'impianto fotovoltaico, che abbiano comunicato la fine lavori entro la medesima data all'amministrazione competente al rilascio dell'autorizzazione, al gestore di rete e al GSE e che siano entrati in esercizio entro il 30 giugno 2011.

Fatto salvo quanto sopra, l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici che entrino in esercizio successivamente al 30 giugno 2011 è ora disciplinata con il decreto che il Ministero dello sviluppo economico è stato chiamato ad adottare entro il 30 aprile 2011 sulla base dei principi che il decreto c.d. Romani si è premurato di enunciare:

- *determinazione di un limite annuale di potenza elettrica cumulativa degli impianti fotovoltaici che possono ottenere le tariffe incentivanti;*
- *determinazione delle tariffe incentivanti tenuto conto della riduzione dei costi delle tecnologie e dei costi di impianto e degli incentivi applicati negli Stati membri dell'Unione europea;*
- *previsione di tariffe incentivanti e di quote differenziate sulla base della natura dell'area di sedime;*
- *applicazione delle disposizioni dell'art. 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387, in quanto compatibili con il presente comma.*

## 4.1 Il primo Conto energia

I decreti ministeriali che hanno dato l'avvio al primo Conto energia hanno disegnato un quadro normativo estremamente complesso, le cui criticità ne hanno di fatto bloccato il meccanismo, tanto da renderne necessaria una revisione globale che ha determinato il passaggio dal primo al secondo Conto Energia.

Di seguito sono riportate le tariffe incentivanti, riconosciute per venti anni, a partire dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, sull'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici ammessi all'incentivazione in forza dell'accettazione delle domande presentate ai sensi dei DM 28/6/2005 e 6/2/2006.

<b>Impianto FV</b>	<b>Potenza in kW</b>	<b>Tariffe incentivanti €/kWh</b>
Classe 1	$1 \leq P \leq 20$	0,445 (scambio sul posto <sup>3</sup> ) 0,460 (cessione dell'energia)
Classe 2	$20 < P \leq 50$	0,460
Classe 3	$50 < P \leq 1.000$	0,490 (valore massimo - soggetto a gara)

Tabella 1 – Tariffe incentivanti per tipologia d'impianto valide per il primo Conto Energia.

Tabella 3. Tariffe incentivanti per tipologia d'impianto valide per il primo Conto Energia<sup>27</sup>

<sup>27</sup> Fonte GSE – Incentivazione degli impianti fotovoltaici – Relazione delle attività – settembre 2008-agosto 2009 – Tabella 1, pag. 5.

---

## 4.2. Il secondo Conto Energia

Il DM 19/02/07 – subentrato ai precedenti DM del 28/07/2005 e del 6/02/2006 e divenuto operativo a seguito della pubblicazione della delibera AEEG n. 90/07<sup>28</sup> – ha introdotto sostanziali modifiche rispetto alla normativa precedente attraverso:

- *l'abolizione della fase istruttoria preliminare all'ammissione alle tariffe incentivanti: la richiesta di riconoscimento della tariffa incentivante deve essere inviata al GSE solo dopo l'entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici;*
- *l'abolizione del limite annuo di potenza incentivabile, sostituito da un limite massimo cumulato della potenza incentivabile pari a 1200 MW; è previsto un periodo di moratoria di 14 mesi (24 mesi per i soggetti pubblici titolari degli impianti) con inizio dalla data di raggiungimento del limite.*
- *la differenziazione delle tariffe sulla base dell'integrazione architettonica oltre che della taglia dell'impianto;*
- *l'introduzione di un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia;*
- *l'abolizione del limite di 1000 kW, quale potenza massima incentivabile per un singolo impianto;*
- *la mancata previsione di una limitazione all'utilizzo della tecnologia fotovoltaica a film sottile<sup>29</sup>.*

Si ritiene utile riportare le principali caratteristiche del meccanismo di incentivazione tratteggiato dal secondo Conto Energia così come sintetizzate dal GSE<sup>30</sup>:

- *il soggetto che richiede l'erogazione delle tariffe incentivanti ed è responsabile dell'esercizio dell'impianto fotovoltaico prende il nome di "soggetto responsabile" dell'impianto fotovoltaico;*
- *possono beneficiare delle tariffe, in qualità di soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico, le persone fisiche, le persone giuridiche, i soggetti pubblici e i condomini di unità abitative e/o di edifici;*
- *la potenza nominale degli impianti deve essere non inferiore a 1 kW;*
- *la richiesta di incentivo deve essere inviata al GSE solo dopo l'entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici;*
- *il limite massimo cumulato della potenza incentivabile fissato dal DM 19/02/07 è pari a 1200 MW; al raggiungimento di tale limite, quale ulteriore garanzia per gli operatori, è previsto un "periodo di moratoria" di 14 mesi (24 mesi per i soli impianti i cui soggetti responsabili sono soggetti pubblici). Gli impianti che entreranno in esercizio in tale periodo di moratoria potranno comunque beneficiare delle tariffe incentivanti;*
- *le tariffe sono articolate per taglia e tipologia installativa, con l'intento di favorire le applicazioni di piccola taglia architettonicamente integrate in strutture o edifici;*
- *è stato introdotto un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia negli edifici.*

---

<sup>28</sup> La delibera AEEG n. 90/07 ha definito le condizioni e le modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti.

<sup>29</sup> Fonte GSE – Incentivazione degli impianti fotovoltaici – Relazione delle attività – settembre 2008-agosto 2009, pag.6

<sup>30</sup> Fonte GSE - Il Conto Energia – Decreto 19/02/2007 La richiesta degli incentivi per gli impianti fotovoltaici – Edizione n. 5 – aprile 2010, pag. 6.

Di seguito, si evidenziano le tariffe incentivanti riconosciute sull'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio dopo il 13/04/07 e prima del 31 dicembre 2008<sup>31</sup>

Potenza impianto (kW)		Non integrato	Parzialmente integrato	Integrato
A	$1 \leq P \leq 3$	0,40	0,44	0,49
B	$3 < P \leq 20$	0,38	0,42	0,46
C	$P > 20$	0,36	0,4	0,44

Tabella 4. Tariffe incentivanti, suddivise per classe di potenza e per tipologia d'integrazione

Lo schema che segue delinea le tariffe incentivanti riconosciute per un periodo di venti anni sull'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2009<sup>32</sup>

Potenza impianto (kW)		Non integrato	Parzialmente integrato	Integrato
A	$1 \leq P \leq 3$	0,392	0,431	0,480
B	$3 < P \leq 20$	0,372	0,412	0,451
C	$P > 20$	0,353	0,392	0,431

Tabella 5. Tariffe incentivanti per l'anno 2009

Infine si riporta lo schema delle tariffe incentivanti riconosciute per un periodo di venti anni sull'energia prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2010<sup>33</sup>

Potenza nominale dell'impianto (kW)		TIPOLOGIA IMPIANTO		
		1 Non integrato	2 Parzialmente integrato	3 Integrato
A)	$1 \leq P \leq 3$	0,384	0,422	0,470
B)	$3 < P \leq 20$	0,365	0,403	0,442
C)	$P > 20$	0,346	0,384	0,422

Tabella 6. Tariffe incentivanti, espresse in €/kWh, suddivise per dimensione dell'impianto e per tipologia di integrazione

<sup>31</sup> Fonte GSE – Incentivazione degli impianti fotovoltaici – Relazione delle attività – settembre 2008-agosto 2009, tab. 2, pag. 7.

<sup>32</sup> Fonte GSE – Incentivazione degli impianti fotovoltaici – Relazione delle attività – settembre 2008-agosto 2009, tab. 2.1, pag. 7.

<sup>33</sup> Fonte GSE – Il Conto Energia – Decreto 19/02/2007 La richiesta degli incentivi per gli impianti fotovoltaici – Edizione n. 5 – aprile 2010, tabella pag. 7.

---

Si ritiene utile altresì trascrivere la sintesi, tratteggiata dal GSE nel suo Rapporto annuale<sup>34</sup> dell’impatto che, successivamente al DM 19/02/2007, diverse disposizioni legislative e delibere hanno avuto sul secondo Conto Energia:

- *la Legge finanziaria del 2008 (art. 2 comma 173) ha stabilito che gli impianti fotovoltaici, i cui soggetti responsabili sono Enti Locali, rientrano nella tipologia di impianto integrato, indipendentemente dalle effettive caratteristiche architettoniche dell’installazione. La recente Legge 99/2009, cosiddetta “legge Sviluppo”, ha esteso anche alle Regioni questo beneficio a partire dalla data di entrata in vigore (15 agosto 2009);*
- *il DM 02/03/2009 del MSE ha fornito una nuova definizione di “componenti non già impiegati in altri impianti”, estendendola anche ai componenti utilizzati in impianti non ammessi ad incentivazione; alla luce di tale precisazione i soggetti responsabili di impianti non ammessi all’incentivazione, a causa della non esistenza di un importante requisito richiesto dalla normativa, potranno ripresentare la richiesta una volta eliminata tale non conformità;*
- *la Delibera AEEG ARG/elt 161/08 ha introdotto una novità sulle modalità di connessione alla rete per gli impianti che accedono al nuovo Conto Energia, consentendo di collegare un impianto fotovoltaico suddiviso in più sezioni, ciascuna con diversa data di entrata in esercizio e/o con propria tipologia d’integrazione architettonica, ad un unico punto di connessione con la rete esterna. La potenza dell’impianto, e quindi la relativa tariffa, sarà determinata dalla somma delle potenze di tutte le sezioni che verranno dichiarate al momento della richiesta dell’incentivo per la prima sezione. Il parallelo alla rete di ciascuna sezione di cui sarà composto l’impianto dovrà avvenire entro due anni dalla data di entrata in esercizio della prima sezione. Ai fini del raggiungimento del limite massimo di potenza incentivabile previsto dal DM del 19/02/07, pari a 1200 MW, conta solo la potenza effettivamente realizzata e non la potenza totale dell’impianto dichiarata in fase di registrazione della prima sezione. A valle di tale delibera è possibile: mettere in esercizio ogni sezione d’impianto come se si trattasse di un impianto a sé; il beneficio è evidente soprattutto per i grandi impianti multimegawatt per i quali l’entrata in esercizio avviene spesso per lotti successivi: si potranno effettuare tanti paralleli alla rete quante sono le sezioni in cui è suddiviso l’impianto; collegare più sezioni d’impianto all’interno di una rete interna d’utenza, pur rispettando il vincolo imposto dal Decreto 19/02/07 che un impianto fotovoltaico non può condividere il punto di connessione alla rete con altri impianti fotovoltaici.*

### 4.3. Il terzo Conto Energia

Il D.M. 6/08/2010 – attuato con la delibera ARG/elt 181/10 – apre la nuova – per quanto breve – fase d’incentivazione della tecnologia fotovoltaica italiana dando continuità al precedente meccanismo avviato con i decreti del primo e del secondo Conto Energia.

Di seguito si tratteggiano le linee essenziali della disciplina contemplata originariamente dal D.M. 6/08/2010 con l’avvertenza che, come si è già detto all’inizio del paragrafo 3, le regole

---

<sup>34</sup> GSE: Incentivazione degli impianti fotovoltaici – Relazione delle attività – settembre 2008-agosto 2009, pag.8

---

del meccanismo di incentivazione per gli impianti solari fotovoltaici dettate dalle disposizioni del decreto del Ministero dello sviluppo economico 6 agosto 2010 – si applicano solo alla produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici che siano entrati in esercizio entro il 31 maggio 2011<sup>35</sup>. Il forza del comma 10 dell’art. 25 del D.lgs. 28/2011 – che contempla una clausola di salvezza di quanto previsto dall’art. 2 *sexies* del decreto legge 25 gennaio 2010 n. 3, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 marzo 2010 n. 41 – le tariffe incentivanti di cui all’art. 6 del DM 19/02/2007 sono pur sempre riconosciute a tutti i soggetti che abbiano concluso entro il 31 dicembre 2010 l’installazione dell’impianto fotovoltaico, abbiano comunicato la fine lavori entro la medesima data all’amministrazione competente al rilascio dell’autorizzazione, al gestore di rete e al GSE ed entrino in esercizio entro il 30 giugno 2011.

In base alla disciplina originariamente dettata dal D.M. 6/08/2010, gli incentivi definiti nel decreto per il triennio 2011-2013 possono essere usufruiti, per un periodo di venti anni, con una tariffa costante per tutto il periodo di incentivazione, da tutti gli impianti appartenenti alle quattro specifiche categorie nello stesso contemplate<sup>36</sup> e per i limiti di potenza incentivabile<sup>37</sup> predefiniti per ciascuna di esse, che entrino in esercizio dopo il 31/12/2010 e che siano conformi alle normative tecniche dettate nell’all. 1 al decreto.

Il sistema tariffario definito dal decreto tiene conto del graduale decremento dei costi della tecnologia fotovoltaica; le tariffe si riducono gradualmente nel tempo, penalizzando maggiormente gli impianti di grossa potenza.

La riduzione, nel 2011, viene applicata in tre scaglioni quadrimestrali e si differenzia per gli impianti fotovoltaici a concentrazione e per gli interventi che promuovono l’integrazione architettonica degli impianti fotovoltaici con caratteristiche innovative.

Il Titolo II del DM 6/8/2010 definisce una classificazione semplificata degli impianti fotovoltaici prevedendo la distinzione tariffaria tra due sole tipologie di intervento:

- gli impianti fotovoltaici sugli edifici, installati seguendo particolari modalità di posizionamento indicati nell’Allegato 2 del Decreto;
- gli altri impianti fotovoltaici, ovvero tutti gli impianti non ricadenti nella precedente tipologia ivi inclusi gli impianti a terra<sup>38</sup>.

Gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2011, i cui soggetti responsabili sono persone fisiche, persone giuridiche, soggetti pubblici o condomini di unità immobiliari o di edifici, hanno accesso alla tariffa incentivante secondo i valori indicati nella seguente tabella.

---

<sup>35</sup> Cfr. comma 9, art. 25 del d.lgs 28/2011

<sup>36</sup> Prima categoria: impianti fotovoltaici “su edifici” o “altri impianti”; seconda categoria: impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative; terza categoria: impianti fotovoltaici a concentrazione; quarta categoria: impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica.

<sup>37</sup> 3000 MW per la prima categoria; 300 MW per la seconda categoria; 200 MW per la terza categoria

<sup>38</sup> Fonte GSE - Il Terzo Conto Energia – Guida alla richiesta degli incentivi per gli impianti fotovoltaici D.M. 6 Agosto 2010 tab. 1 pag. 8.

<i>Intervallo di potenza</i>	<b>A)</b>		<b>B)</b>		<b>C)</b>	
	Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2010 ed entro il 30 aprile 2011		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 30 aprile 2011 ed entro il 31 agosto 2011		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 agosto 2011 ed entro il 31 dicembre 2011	
	Impianti su edifici	Altri impianti	Impianti su edifici	Altri impianti	Impianti su edifici	Altri impianti
[kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 3$	0,402	0,362	0,391	0,347	0,380	0,333
$3 < P \leq 20$	0,377	0,339	0,360	0,322	0,342	0,304
$20 < P \leq 200$	0,358	0,321	0,341	0,309	0,323	0,285
$200 < P \leq 1000$	0,355	0,314	0,335	0,303	0,314	0,266
$1000 < P \leq 5000$	0,351	0,313	0,327	0,289	0,302	0,264
$P > 5000$	0,333	0,297	0,311	0,275	0,287	0,251

Tabella 7- Tariffe per gli impianti fotovoltaici<sup>39</sup>

In base al D.M 6/8/2010, l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio nel 2012 e nel 2013 hanno accesso alle tariffe del terzo quadrimestre del 2011 di cui alla tabella sopra riportata, decurtate del 6% all'anno.

Il Titolo III del DM 6/8/2010, prevede che gli impianti fotovoltaici che utilizzano moduli e componenti speciali sviluppati per integrarsi e sostituire elementi architettonici degli edifici hanno diritto alle tariffe incentivanti di cui alla seguente tabella.

<b>Intervallo di potenza kW</b>	<b>Tariffa corrispondente €/kWh</b>
$1 \leq P \leq 20$	0,44
$20 < P \leq 200$	0,40
$200 < P \leq 5000$	0,37

Tabella 8 – Tariffe per gli impianti integrati con caratteristiche innovative<sup>40</sup>

L'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative che entrano in esercizio nel 2012 e nel 2013 ha diritto alle tariffe indicate nella sovrastante tabella 2, decurtate del 2% all'anno.

Il decreto detta le caratteristiche che devono possedere i moduli e le componenti utilizzate nella realizzazione dell'impianto al fine di accedere alle tariffe di cui alla precedente tabella 2.

Il Titolo IV del decreto introduce per la prima volta le tariffe incentivanti per gli impianti fotovoltaici a concentrazione entrati in esercizio a partire dal 25/08/2010 riportate nella tabella 3. Sono esclusi dal beneficio le persone fisiche e i condomini.

<sup>39</sup> Fonte GSE – Il Terzo Conto Energia – Guida alla richiesta degli incentivi per gli impianti fotovoltaici D.M. 6 Agosto 2010 tab. 1 pag. 9

<sup>40</sup> Fonte GSE – Il Terzo Conto Energia – Guida alla richiesta degli incentivi per gli impianti fotovoltaici D.M. 6 Agosto 2010 tab. 2 pag. 9

<b>Intervallo di potenza [kW]</b>	<b>Tariffa corrispondente [€/kWh]</b>
<b><math>1 \leq P \leq 200</math></b>	<b>0,37</b>
<b><math>200 &lt; P \leq 1000</math></b>	<b>0,32</b>
<b><math>1000 &lt; P \leq 5000</math></b>	<b>0,28</b>

Tabella 9 – Tariffe per impianti fotovoltaici a concentrazione<sup>41</sup>

L'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici a concentrazione che entrano in esercizio nel 2012 e nel 2013 ha diritto alle tariffe di cui alla precedente tabella 3 decurtate del 2% all'anno. Infine, il decreto introduce delle novità significative con riguardo al meccanismo dei premi abbinati all'uso efficiente dell'energia<sup>42</sup>.

#### 4.4. Il quarto Conto Energia

Con la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale n. 109 del 12.05.2011 del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 maggio 2011 entra in vigore – fra le polemiche degli operatori del settore – il Quarto Conto Energia che ridefinisce il sistema nazionale per la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici e lo sviluppo di tecnologie innovative per la conversione fotovoltaica.

Struttura:

Il decreto si compone di 5 titoli:

- titolo I: “Disposizioni comuni” (artt. 1 - 10);
- titolo II: “Impianti solari fotovoltaici” (artt. 11 - 13);
- titolo III: “Impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative (artt. 14 - 15);
- titolo IV “Impianti a concentrazione” (artt. 16-18);
- titolo V: “Disposizioni finali” (artt. 19-25)

e di 5 allegati :

- l'allegato 1 indica le norme tecniche alle quali devono essere conformi gli impianti e le relative componenti ai fini dell'accesso alle tariffe incentivanti ;
- l'allegato 2 descrive le modalità di posizionamento dei moduli sugli edifici ai fini dell'accesso alla corrispondente tariffa;
- l'allegato 3 detta le modalità di richiesta di iscrizione al registro, di certificazione di fine lavori e di concessione della tariffa incentivante;

<sup>41</sup> Fonte GSE – Il Terzo Conto Energia – Guida alla richiesta degli incentivi per gli impianti fotovoltaici D.M. 6 Agosto 2010 tab. 3 pag. 10.

<sup>42</sup> Per un quadro sintetico delle novità con riguardo ai premi abbinati all'uso efficiente dell'energia, si consiglia la lettura di Lambertini, Intervento al Seminario tecnico organizzato da UNAE Emilia Romagna su Impianti fotovoltaici Terzo Conto Energia, DM 6 agosto 2010 - Nuove regole di connessione, TICA 2011, Bologna 27 novembre 2010.

- 
- l'allegato 3-A indica la documentazione per la richiesta di iscrizione al registro;
  - l'allegato 3-B riporta le condizioni che andranno verificate e certificate dal gestore di rete;
  - l'allegato 3-C prescrive la documentazione da trasmettere alla data di entrata in esercizio;
  - l'allegato 4 detta le caratteristiche e modalità di installazione per l'accesso al premio per applicazioni innovative finalizzate all'integrazione architettonica;
  - l'allegato 5 contiene le tabelle individuanti le tariffe per ciascuna tipologia di impianto e per ciascun periodo di entrata in esercizio.

Tra le principali novità introdotte dal Quarto Conto Energia, che sia andranno di seguito a illustrare, si segnalano:

1. il progressivo decremento degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica. Tale decremento – legato alla riduzione dei costi dei materiali e dei sistemi connessa alla significativa evoluzione tecnologica – è progressivo e più limitato sino alla fine del periodo di transizione (ossia sino alla fine del 2012) e maggiore a partire dall'anno 2013. L'introduzione del periodo di transizione è stata studiata al fine di dare maggiore stabilità e certezza al mercato e allo scopo di proteggere gli investimenti già in corso. L'obiettivo sotteso al regime introdotto è quello di sostenere il settore con incentivi pubblici decrescenti sino al raggiungimento della c.d. "grid parity" (competitività tecnologica);
2. la valorizzazione degli interventi legati a una buona integrazione architettonica;
3. l'inserimento di meccanismi di impulso per favorire l'introduzione di nuove tecnologie;
4. la previsione di maggiori incentivi per i piccoli impianti rispetto a quelli di maggiore taglia.

Con riguardo ai punti 2, 3, e 4 punti, come si vedrà nel prosieguo della presente indagine, si consideri:

- che sono previsti premi per impianti in sostituzione di coperture in eternit o comunque contenenti amianto; per la realizzazione di impianti in aree da bonificare o soggette a recupero ambientale, nonché per i moduli costituenti elementi costruttivi di barriere fonoassorbenti, serre, pergole, tettoie e pensiline;
- che sono previsti premi per impianti installati su edifici se abbinati ad un uso efficiente dell'energia;
- che al regime di sostegno introdotto dal decreto – organizzato in obiettivi periodici di potenza che costituiscono i limiti di incentivazione dell'energia prodotta da fonte solare fotovoltaica – fanno eccezione i piccoli impianti, e gli impianti integrati e a concentrazione, i quali, nel periodo di transizione (dal 1 giugno 2011 alla fine del 2012) sono ammessi agli incentivi senza limitazioni di costo annuo, salve le riduzioni tariffarie contemplate dal decreto;
- che per i c.d. grandi impianti sono previsti incentivi inferiori e un meccanismo gravoso di accesso alle tariffe (cfr. successivo paragrafo Condizioni di accesso alle tariffe);

#### **4.4.1. Campo di applicazione**

Il regime di incentivazione disegnato dal Quarto Conto Energia si applica agli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio in data successiva al 31 maggio 2011 e fino al 31 dicembre 2016 (art. 1

---

coma 2)<sup>43</sup>. Allo scopo di dare gradualità al processo di ridefinizione delle tariffe, il decreto indica il periodo che va dal 31 maggio 2011 al 31 dicembre 2012 come periodo transitorio verso le tariffe effettive del Quarto Conto Energia, tariffe decrescenti nel tempo e sviluppate secondo criteri differenti. A partire dall'anno 2013, ai fini dell'ottenimento della tariffa, scompare ogni distinzione tra piccoli e grandi impianti e vengono introdotte: da un lato c'è la "tariffa onnicomprensiva", ossia la tariffa riconosciuta per la parte di energia immessa in rete; in altre parole, la voce di ricavo derivante dalla vendita dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete viene incorporata nella tariffa incentivante e non costituisce più una voce di ricavo ulteriore da sommare alla tariffa incentivante.

Dall'altro lato, c'è la "tariffa autoconsumo", ossia la tariffa riconosciuta per l'energia auto consumata. Sulla quota di energia autoconsumata è attribuita una tariffa specifica.

#### 4.4.2. Regime di sostegno

Viene introdotto un nuovo regime di sostegno basato su obiettivi indicativi temporali progressivi di potenza installata – di circa 23.000 MW – corrispondente a previsioni annuali di spesa – costo indicativo cumulato annuo degli incentivi<sup>44</sup> stimabile tra i 6 e 7 miliardi di euro (art. 1, comma 2). Per i "piccoli impianti"<sup>45</sup> non è previsto alcun tetto di spesa fino alla fine del 2012. Per i "grandi impianti"<sup>46</sup> sono previsti tetti di spesa semestrali fino al 2012. Sia per i piccoli che per i grandi impianti, dal 2013 al 2016, il superamento dei costi annui indicativi definiti per ciascun anno o frazione di anno determina una riduzione aggiuntiva delle tariffe per il periodo successivo (art. 2, coma 2 e art. 4).

---

<sup>43</sup> la norma fa salvo quanto previsto dall'art. 2 *sexies* del decreto legge 25 gennaio 2010 n. 3, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 marzo 2010 n. 41, ai sensi del quale le tariffe incentivanti di cui all'art. 6 del DM 19/02/2007 sono pur sempre riconosciute a tutti i soggetti che abbiano concluso entro il 31 dicembre 2010 l'installazione dell'impianto fotovoltaico, abbiano comunicato la fine lavori entro la medesima data all'amministrazione competente al rilascio dell'autorizzazione, al gestore di rete e al GSE ed entrino in esercizio entro il 30 giugno 2011.

<sup>44</sup> "costo indicativo cumulato annuo degli incentivi" o "costo indicativo cumulato degli incentivi" è la sommatoria dei prodotti della potenza di ciascun impianto fotovoltaico ammesso alle incentivazioni, di qualunque potenza e tipologia, ivi inclusi gli impianti realizzati nell'ambito dei regimi attuativi dell'articolo 7 del decreto legislativo n.387 del 2003 e di quelli di cui all'articolo 2-*sexies* del decreto-legge 25 gennaio 2010, n. 3, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 marzo 2010, n. 41, per la componente incentivante riconosciuta o prevista per la produzione annua effettiva, laddove disponibile, o per la producibilità annua dell'impianto calcolata dal GSE sulla base dell'insolazione media del sito in cui è ubicato l'impianto, della tipologia di installazione e di quanto dichiarato dal soggetto responsabile (art. 3, lettera z);

<sup>45</sup> "Piccoli impianti": sono gli impianti fotovoltaici realizzati su edifici che hanno una potenza non superiore a 1000 kW, gli altri impianti fotovoltaici con potenza non superiore a 200 kW operanti in regime di scambio sul posto, nonché gli impianti fotovoltaici di potenza qualsiasi realizzati su edifici ed aree delle Amministrazioni pubbliche di cui all'articolo 1, comma 2, del decreto legislativo n.165 del 2001 (art. 3, lett. u).

<sup>46</sup> "Grande impianto": impianto fotovoltaico diverso da quelli definiti come piccoli ai sensi dell'art. 3, lett. u (art. 3, lett. v), ossia impianto su edifici con potenza maggiore di 1 Mwp nonché tutti gli altri impianti (non su edifici) che non utilizzano il sistema dello scambio sul posto.

	01/06/2011 – 31/12/2011	Primo semestre 2012	Secondo semestre 2012	Totale
<b><i>Livelli di costo</i></b>	300 MLE	150 MLE	130 MLE	580 MLE
<b><i>Obiettivi indicativi di potenza</i></b>	1200 MW	770 MW	720 MW	2.690 MW

Tabella 10 – Limiti di costo annuo dei “grandi impianti fotovoltaici” dal 2011 al 2012<sup>47</sup>

#### 4.4.3. Condizioni per l’accesso alle tariffe incentivanti

A differenza dei piccoli impianti, che sono ammessi all’incentivo senza graduatoria, i grandi impianti, ad eccezione di quelli che entrano in esercizio entro il 31 agosto 2011, sono ammessi all’incentivo in modo controllato, con limite al costo dell’incentivo da erogare e con graduatoria. In particolare:

- Per i grandi impianti che entrano in esercizio entro il 31 agosto 2011 è previsto l’accesso diretto alle tariffe incentivanti salvo l’onere di comunicazione al GSE dell’avvenuta entrata in esercizio entro 15 giorni solari dalla stessa. Il mancato rispetto del termine di 15 giorni comporta il mancato riconoscimento dell’incentivo nel periodo intercorrente tra la data di entrata in esercizio e la data di comunicazione al GSE.
- Per i grandi impianti che entrano in esercizio dopo il 31 agosto 2011 e fino a tutto il 2012:
  1. è prescritta l’iscrizione nell’apposito registro informatico gestito dal GSE in una posizione tale da rientrare nei limiti di costo definiti per ciascun periodo;
  2. la certificazione di fine lavori dell’impianto deve pervenire al GSE entro sette mesi dalla data di pubblicazione della graduatoria degli impianti iscritti al registro che il GSE pubblicherà sul proprio sito entro 15 giorni dalla data di chiusura del relativo periodo.

In tutti i casi la tariffa incentivante spettante è quella vigente alla data di entrata in esercizio dell’impianto.

#### 4.4.4. Il “Registro dei grandi impianti” e la graduatoria del GSE (art. 8)

Il decreto istituisce il registro dei “grandi impianti” ammessi all’incentivazione nel periodo dal 1° giugno 2011 al 31 dicembre 2012, con i limiti di costo di cui alla tabella 1.

<sup>47</sup> Fonte GSE – Regole tecniche per l’iscrizione al registro dei grandi impianti fotovoltaici di cui al DM 5 maggio 2011 – tabella 1, pag. 9.

#### 4.4.4.1. Periodi di iscrizione

Per gli anni 2011 e 2012 i soggetti responsabili di grandi impianti devono chiedere al GSE l'iscrizione all'apposito registro informatico, inviando la documentazione di cui all'allegato 3-A (art. 8, comma 1). Per il 2011, le richieste di iscrizione al registro devono pervenire al GSE dal 20 maggio al 30 giugno 2011. In caso di ulteriore disponibilità nell'ambito del limite di costo, il registro è riaperto dal 15 settembre al 30 settembre 2011. Per il primo semestre 2012 ci si potrà iscrivere dal 1° al 30 novembre 2011. Il periodo di iscrizione verrà successivamente riaperto, nel caso di ulteriori disponibilità, nell'ambito dei limiti di costo, dal 1° al 31 gennaio 2012. Per il secondo semestre del 2012, il periodo di iscrizione decorre dal 1 al 28 febbraio 2012 e viene successivamente riaperto, nel caso di ulteriori disponibilità, nell'ambito del limite di costo, dal 1° al 31 maggio 2012 (art. 8, comma 2).

	<b>Apertura</b>	<b>Chiusura</b>	<b>Condizioni</b>
<b>Anno 2011</b>	20 maggio 2011	30 giugno 2011	
	15 settembre 2011	30 settembre 2011	Nel solo caso in cui non sia raggiunto il limite di costo riportato in tabella 1 relativo all'anno 2011
<b>Primo semestre 2012</b>	primo novembre 2011	30 novembre 2011	
	primo gennaio 2012	31 gennaio 2012	Nel solo caso in cui non sia raggiunto il limite di costo riportato in tabella 1 relativo al primo semestre 2012
<b>Secondo semestre 2012</b>	primo febbraio 2012	28 febbraio 2012	Limite di costo al netto di eventuali riduzioni dovute al superamento dello stesso per l'anno 2011
	primo maggio 2012	31 maggio 2012	Nel solo caso in cui non sia raggiunto il limite di costo riportato in tabella 1 relativo al secondo semestre 2012, al netto di eventuali riduzioni dovute al superamento del limite di costo per l'anno 2011

Tabella 11 – Intervalli temporali di apertura e di chiusura del registro dei grandi impianti<sup>48</sup>

<sup>48</sup> Fonte GSE - Regole tecniche per l'iscrizione al registro dei grandi impianti fotovoltaici di cui al DM 5 maggio 2011 – tabella 2, pag. 11.

---

#### **4.4.4.2. Criteri di priorità da applicare in ordine gerarchico, nella formazione della graduatoria che il GSE pubblica sul proprio sito entro quindi giorni dalla data di chiusura del relativo periodo (art. 8 comma 3)**

- impianti entrati in esercizio alla data di presentazione della richiesta di iscrizione;
- impianti per i quali sono stati terminati i lavori di realizzazione alla data di presentazione della richiesta di iscrizione; in tal caso, fermo restando quanto previsto all'articolo 9;
- precedenza della data del pertinente titolo autorizzativo;
- minore potenza dell'impianto;
- precedenza della data della richiesta di iscrizione al registro

La graduatoria non è soggetta a scorrimento, salvo cancellazioni a cura del GSE di impianti iscritti che entrino in esercizio entro il 31 agosto 2011 (art. 8, comma 5)

L'iscrizione al registro non è cedibile a terzi (art. 8 comma 8).

Qualora un impianto iscritto al registro nell'anno 2011 in posizione tale da non rientrare nel limite di costo previsto per il relativo periodo intenda accedere alle tariffe incentivanti nell'anno 2012, deve inoltrare al GSE una nuova richiesta di iscrizione (art. 8, comma 6).

#### **4.4.4.3. Modalità di iscrizione al registro**

L'iscrizione al registro per i grandi impianti e la trasmissione dei documenti necessari devono essere effettuate, nel rispetto delle tempistiche previste dal Decreto, esclusivamente mediante il sistema informatico all'uopo predisposto: <https://applicazioni.gse.it>.

#### 4.4.4.4. Pubblicazione delle graduatorie

	Data di pubblicazione	Note
<b>Anno 2011</b>	15 luglio 2011	Graduatoria relativa al primo periodo di apertura del registro (anno 2011)
	Aggiornamenti periodici fino al 15 settembre 2011	Per effetto di eventuali scorrimenti dovuti all'entrata in esercizio, entro il 31 agosto 2011, di impianti iscritti al registro
	15 ottobre 2011	Graduatoria relativa all'eventuale riapertura del registro per disponibilità nell'ambito del limite di costo (anno 2011)
<b>Primo semestre 2012</b>	15 dicembre 2011	Graduatoria relativa al periodo di apertura del registro (primo semestre 2012)
	15 febbraio 2012	Graduatoria relativa all'eventuale riapertura del registro per disponibilità nell'ambito del limite di costo (primo semestre 2012)
<b>Secondo semestre 2012</b>	15 marzo 2012	Graduatoria relativa all'apertura del registro per disponibilità nell'ambito del limite di costo (secondo semestre 2012), al netto di eventuali riduzioni dovute al superamento dei limiti di costo per l'anno 2011
	15 giugno 2012	Graduatoria relativa all'eventuale riapertura del registro per disponibilità nell'ambito del limite di costo (secondo semestre 2012), al netto di eventuali riduzioni dovute al superamento dei limiti di costo per l'anno 2011

Tabella 12 – Pubblicazione delle graduatorie<sup>49</sup>

#### 4.4.4.4. Decadenza dall'iscrizione al registro (art. 8 comma 4)

Il soggetto responsabile decade dall'iscrizione al registro in caso di mancata produzione al GSE della certificazione di fine lavori entro sette mesi (9 mesi per gli impianti > 1 Mw) dalla data di pubblicazione della graduatoria degli impianti iscritti al registro, salvo che il mancato rispetto del termine sia dovuto a eventi calamitosi riconosciuti come tali dalle competenti autorità<sup>50</sup>. Qualora tale impianto sia comunque completato e acceda, in periodo successivo, alle tariffe incentivanti, ad esso spetta la tariffa vigente alla data di entrata in esercizio ridotta del 20%<sup>51</sup>.

Il Soggetto responsabile decade dall'iscrizione al registro e incorre nell'esclusione per 10 anni dal diritto agli incentivi qualora:

- abbia presentato dati o documenti non veritieri;
- abbia reso dichiarazioni false o mendaci;
- emergano difformità rispetto a quanto dichiarato nella perizia asseverata

<sup>49</sup> Fonte GSE - Regole tecniche per l'iscrizione al registro dei grandi impianti fotovoltaici di cui al DM 5 maggio 2011 – tabella 4, pag. 19

<sup>50</sup> In questo caso rimane comunque l'onere di comunicazione al GSE dell'avvenuta entrata in esercizio entro 15 giorni solari dalla stessa.

<sup>51</sup> Il passaggio dallo stato "fine lavori" allo stato "in esercizio" non sana l'eventuale mancata conclusione dell'impianto e in questo caso il soggetto responsabile, oltre ad incorrere nella decadenza dell'iscrizione al registro, incorre comunque in sanzioni.

---

#### **4.4.5. Certificazione di fine lavori per i grandi impianti (art. 9)**

Per gli anni 2011 e 2012 il soggetto titolare di un impianto iscritto al registro comunica al GSE il termine dei lavori di realizzazione dell'impianto, allegando perizia asseverata che certifichi il rispetto di quanto previsto all'all. 3-B e trasmette copia della comunicazione e della perizia al gestore di rete, il quale, entro 30 giorni, verifica la rispondenza di quanto dichiarato nella perizia asseverata dandone comunicazione al GSE.

Per gli impianti per i quali sono stati terminati i lavori di realizzazione alla data di presentazione della richiesta di iscrizione, la comunicazione di fine lavori e la corredata perizia asseverata sono allegate alla richiesta di iscrizione al registro.

#### **4.4.6. Accesso alle tariffe incentivanti (art. 10)**

Entro 15 giorni solari dalla entrata in esercizio dell'impianto, il responsabile deve far pervenire al GSE la richiesta di incentivo, completa della documentazione prevista dall'allegato 3-C<sup>52</sup>. I gestori di rete hanno l'obbligo di collegare gli impianti alla rete elettrica nei termini stabiliti dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. ARG/elt 99/08 e ss.mm.<sup>53</sup>. Effettuate le opportune verifiche, il GSE eroga gli incentivi entro 120 giorni dal ricevimento della richiesta.

#### **4.4.7. Le tariffe incentivanti (art. 12 e allegato 5)**

La tariffa incentivante, differenziata per potenza dell'impianto e per periodo temporale secondo le tabelle di cui all'allegato 5 (che si riportano di seguito) è riconosciuta per 20 anni a partire dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è costante in moneta corrente per tutto il periodo di incentivazione.

---

<sup>52</sup> Il mancato rispetto di tale termine comporta il mancato riconoscimento delle tariffe incentivanti per il periodo intercorrente tra la data di entrata in esercizio e la data della comunicazione al GESE, fermo restando il diritto alla tariffa vigente alla data di entrata in esercizio.

<sup>53</sup> Nel caso in cui il gestore di rete non rispetti i tempi per la connessione previsti dalla succitata delibera e questo ritardo comporti la perdita del diritto a una determinata tariffa incentivante, si applicano le misure di indennizzo previste dalla Delibera ARG/elt 181/10 dell'Autorità per l'energia elettrica e il Gas.

## Le nuove tariffe nel 2011

Potenza	GIUGNO 2011		LUGLIO 2011		AGOSTO 2011	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
1<P<3	0,387	0,344	0,379	0,337	0,368	0,327
3<P<20	0,356	0,319	0,349	0,312	0,339	0,303
20<P<200	0,338	0,306	0,331	0,300	0,321	0,291
200<P<1000	0,325	0,291	0,315	0,276	0,303	0,263
1000<P<5000	0,314	0,277	0,298	0,264	0,280	0,250
P>5000	0,299	0,264	0,284	0,251	0,269	0,238

Potenza	SETTEMBRE 2011		OTTOBRE 2011		NOVEMBRE 2011		DICEMBRE 2011	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici						
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
1<P<3	0,361	0,316	0,345	0,302	0,320	0,281	0,298	0,261
3<P<20	0,325	0,289	0,310	0,276	0,288	0,256	0,268	0,238
20<P<200	0,307	0,271	0,293	0,258	0,272	0,240	0,253	0,224
200<P<1000	0,298	0,245	0,285	0,233	0,265	0,210	0,246	0,189
1000<P<5000	0,278	0,243	0,256	0,223	0,233	0,201	0,212	0,181
P>5000	0,264	0,231	0,243	0,212	0,221	0,191	0,199	0,172

Tabella 13 – Le nuove tariffe nel 2011<sup>54</sup>

### TARIFFE NEL 2012

Potenza	1° SEM. 2012		2° SEM. 2012	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
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

### TARIFFE DAL 2013 AL 2016

A decorrere dal **primo semestre 2013** le tariffe assumono valore **onnicomprensivo sull'energia immessa nel sistema elettrico**. Sulla quota di energia autoconsumata è attribuita una tariffa specifica.

Potenza	1° SEMESTRE 2013			
	Impianti sugli edifici		altri impianti fotovoltaici	
	tariffa onnicomprensiva	tariffa autoconsumo	tariffa onnicomprensiva	tariffa autoconsumo
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
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

A partire dal 1° semestre del 2013 sono state prestabilite riduzioni degli incentivi per ogni semestre sino alla fine del 2016; queste tariffe potranno essere ulteriormente ridotte sulla base del volume degli incentivi erogati.

Tabella 14 – Tariffe nel 2012 e dal 2013 al 2016<sup>55</sup>

<sup>54</sup> Fonte: GSE – Il quadro italiano per le rinnovabili – Gerardo Montanino, Direttore Divisione Operativa – Camera dei Deputati VIII Commissione Permanente (ambiente, Territorio e Lavori Pubblici) – Indagine conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili, Audizione del 18 maggio 2011, tabella pag. 41.

<sup>55</sup> Fonte: GSE – Il quadro italiano per le rinnovabili – Gerardo Montanino, Direttore Divisione Operativa – Camera

## Tariffe per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative

Da Giu. 2011 a Dic. 2011	
Intervallo di potenza [kW]	Tariffa corrispondente [€/kWh]
1<P≤20	0,427
20<P≤200	0,388
P>200	0,359

Intervallo di potenza [kW]	1° SEM. 2012	2° SEM. 2012
	Tariffa corrispondente [€/kWh]	Tariffa corrispondente [€/kWh]
1<P≤20	0,418	0,410
20<P≤200	0,380	0,373
P>200	0,352	0,345

A decorrere dal primo semestre 2013 le tariffe assumono valore onnicomprensivo sull'energia immessa nel sistema elettrico. Sulla quota di energia autoconsumata è attribuita una tariffa specifica.

1° SEMESTRE 2013		
Intervallo di potenza [kW]	tariffa onnicomprensiva [kW]	tariffa autoconsumo [€/kWh]
1<P≤20	0,543	0,398
20<P≤200	0,464	0,361
P>200	0,432	0,334

A partire dal 1° semestre del 2013 sono state prestabilite riduzioni degli incentivi per ogni semestre sino alla fine del 2014; queste tariffe potranno essere ulteriormente ridotte sulla base del volume degli incentivi erogati. A decorrere dal 2015 sino alla fine del 2016 gli impianti integrati con caratteristiche innovative accedono alle tariffe previste per gli impianti fotovoltaici tradizionali.

Tabella 15 – Tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative<sup>56</sup>

## Tariffe per gli impianti fotovoltaici a concentrazione

Da Giu. 2011 a Dic. 2011	
Intervallo di potenza [kW]	Tariffa corrispondente [€/kWh]
1<P≤200	0,359
200<P≤1000	0,310
P>1000	0,272

Intervallo di potenza [kW]	1° SEM. 2012	2° SEM. 2012
	Tariffa corrispondente [€/kWh]	Tariffa corrispondente [€/kWh]
1<P≤200	0,352	0,345
200<P≤1000	0,304	0,298
P>1000	0,266	0,261

A decorrere dal primo semestre 2013 le tariffe assumono valore onnicomprensivo sull'energia immessa nel sistema elettrico. Sulla quota di energia autoconsumata è attribuita una tariffa specifica.

1° SEMESTRE 2013		
Intervallo di potenza [kW]	tariffa onnicomprensiva [kW]	tariffa autoconsumo [€/kWh]
1<P≤200	0,437	0,334
200<P≤1000	0,387	0,289
P>1000	0,331	0,253

A partire dal 1° semestre del 2013 sono state prestabilite riduzioni degli incentivi per ogni semestre sino alla fine del 2014; queste tariffe potranno essere ulteriormente ridotte sulla base del volume degli incentivi erogati. A decorrere dal 2015 sino alla fine del 2016 gli impianti a concentrazione accedono alle tariffe previste per gli impianti fotovoltaici tradizionali.

Tabella 16 – Tariffe per gli impianti fotovoltaici a concentrazione<sup>57</sup>

dei Deputati VIII Commissione Permanente (ambiente, Territorio e Lavori Pubblici) – Indagine conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili, Audizione del 18 maggio 2011, slide pag. 42.

<sup>56</sup> Fonte: GSE – Il quadro italiano per le rinnovabili – Gerardo Montanino, Direttore Divisione Operativa – Camera dei Deputati VIII Commissione Permanente (ambiente, Territorio e Lavori Pubblici) – Indagine conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili, Audizione del 18 maggio 2011, slide pag. 43.

<sup>57</sup> Fonte: GSE – Il quadro italiano per le rinnovabili – Gerardo Montanino, Direttore Divisione Operativa – Camera

---

#### 4.4.8. Premi per specifiche tipologie e applicazioni di impianti fotovoltaici (art. 14)

È previsto un incremento della tariffa incentivante del:

- 5% per gli impianti ubicati in zone industriali, cave, miniere, o discariche esaurite, aree di pertinenza di discariche o siti contaminati;
- 5% per i piccoli impianti realizzati dai Comuni con popolazione inferiore a 5000 abitanti;
- 10% per gli impianti ove almeno il 60% dell'investimento, ad esclusione della manodopera, sia costituito da componenti realizzati all'interno dell'Unione Europea;
- 5 centesimi di euro/KWh per gli impianti sugli edifici in sostituzione di eternit o amianto.

Gli impianti i cui moduli costituiscono elementi costruttivi di pergole, serre, barriere acustiche, tettoie e pensiline hanno diritto ad una tariffa pari alla media aritmetica fra la tariffa spettante per gli “impianti fotovoltaici realizzati su edifici” e quella per “altri impianti fotovoltaici”.

#### 4.4.9 Conclusioni: le incertezze legate al quarto Conto Energia

Il quarto Conto Energia<sup>58</sup> lascia aperti diversi aspetti da chiarire. Fra questi si segnalano:

- l'incertezza legata all'individuazione della tariffa riconosciuta. Il Quarto conto riconosce la tariffa incentivante vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto (cfr. art. 6 comma 4). Quid iuris per gli impianti entrati in esercizio nel 2011 o nel 2013 ma esclusi dalle graduatorie del GSE? Questi potrebbero, vanificando lo scopo del decreto – che mira a contenere i costi fissando un tetto massimo di spesa per il periodo transitorio –, richiedere a gennaio del 2013 la tariffa vigente alla data di entrata in esercizio?
- i dubbi interpretativi ingenerati dalla norma che, con riguardo alla realizzazioni di impianti su edificio, considera come unico impianto più impianti fotovoltaici realizzati da un unico soggetto responsabile localizzati nella medesima particella catastale o su particelle catastali contigue;
- la mancanza di criteri per identificare l'origine delle varie componenti che concorrono al costo complessivo dell'investimento al fine del riconoscimento del premio del 10% sulla tariffa spettante agli impianti che utilizzano componenti realizzati essenzialmente all'interno dell'Unione Europea;
- la perplessità legata al passaggio, nel 2013, in un contesto in cui si parla di “grid parity”, dall'incentivo alla produzione (c.d. “feed in premium”) alla tariffa omnicomprensiva, che, di fatto, finisce per trasformare i produttori di energia elettrica da fonte rinnovabile in semplici percettori di tariffa incentivante, in una logica ben lontana da quelle che caratterizzano il libero mercato.

---

dei Deputati VIII Commissione Permanente (ambiente, Territorio e Lavori Pubblici) – Indagine conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili, Audizione del 18 maggio 2011, slide pag. 44

<sup>58</sup> Come sottolineato dal Centro studi APER (Associazione Produttori Energia da Fonti Rinnovabili) – REEF nel Rapporto Rinnovabili 2010-2011 – Situazioni e prospettive delle fonti rinnovabili in Italia – luglio 2010, pagg. 54-55.

## L'EFFICIENZA ENERGETICA: FONTE NASCOSTA

Antonella Castelli

**Abstract:** L'efficienza energetica, come “nuova fonte nascosta”, permette di conseguire risultati straordinari. La sfida è puntare su tecnologie già disponibili, in grado di garantire un ritorno di efficienza energetica con un contenuto investimento iniziale. Avviare un processo di sviluppo sostenibile, che richieda cambiamenti nella produzione e consumo dell'energia, presuppone la valutazione di impatto ambientale nella formulazione e nell'attuazione delle politiche economiche e settoriali, nell'elaborazione e nella messa a punto dei processi produttivi e, infine, modificazioni del comportamento e delle scelte del singolo cittadino. La risoluzione di problematiche che rispettino criteri di sostenibilità è pertanto molto articolata e richiede un approccio polispecialistico e multidisciplinare, sulla base della stretta relazione che lega energia, ambiente e innovazione tecnologica.

**Abstract:** Energy efficiency as “new hidden source”, can help us reach extraordinary goals. Principal challenge consists in assuring energy efficiency through available technologies that requires small investments. Moving towards energy sustainability system will require environmental effects considerations to make for economic and politic decisions, for production processes and for everybody lifestyle. To provide sustainable solutions means to use a multi-specialist and multidisciplinary approach, considering the strong relationship between energy, the environment and technological innovation.

**Parole chiave:** efficienza energetica; risparmio energetico; intensità energetica.

**Sommario:** 1. Introduzione - 2. L'efficienza energetica nell'industria - 3. Il risparmio energetico in casa - 4. I comportamenti più convenienti per ridurre i consumi - 5. Il settore dei trasporti - 6. L'efficienza energetica in Italia e il piano d'azione italiano per l'efficienza energetica.

### 1. Introduzione

L'efficienza energetica rappresenta il rapporto tra quanto ottenuto in termini di prodotti e servizi e l'energia impiegata allo scopo. Maggior efficienza energetica e risparmio energetico possono essere conseguiti sia mediante tecnologie, componenti e sistemi più o meno complessi, sia mediante il comportamento consapevole e responsabile degli utenti finali.

Le misurazioni classiche finora adottate per valutare l'efficienza, ovvero la sua evoluzione nei vari settori del sistema energetico, sia negli impieghi finali che nei processi di trasformazione, sono basate sull'adozione di indicatori che misurano

l'andamento dei consumi energetici finali per fonti e per settori, rispetto a variabili

---

economiche, demografiche, produttive e fisiche. I rapporti tra i consumi di energia e tali variabili indicano i diversi apporti energetici necessari per unità di ricchezza prodotta, per unità fisica di prodotti, per unità di volumi riscaldati, per addetti alle attività economiche. Gli indicatori più comuni sono l'intensità energetica e i consumi specifici.

Se si guarda la storia del nostro sistema energetico, nella fase di avvio del processo di sviluppo, l'intensità energetica è aumentata velocemente fino ai primi decenni del 900, mentre in seguito il progredire dell'innovazione tecnologica nei processi produttivi e l'aumento dell'efficienza energetica dei processi di produzione ha determinato una sua lenta e progressiva diminuzione, tuttora in atto. L'intensità energetica del PIL (rapporto tra l'energia totale netta consumata dal paese e il suo prodotto interno lordo) è un indicatore di tipo prevalentemente economico ma riveste importanza anche dal punto di vista ambientale e della sostenibilità poiché produrre una quantità di ricchezza consumando poca energia significa ridurre gli impatti prodotti dai sistemi sia di tipo globale (effetto serra) sia quelli di tipo locale (inquinamenti), ridurre il consumo di risorse e quindi raggiungere più altri livelli di sostenibilità. Una maggiore intensità energetica è indice quindi di alto consumo delle risorse energetiche a parità di produzione di ricchezza quindi di scarsa sostenibilità. Il problema della sostenibilità dei sistemi energetici è affrontato con un duplice approccio: da un lato si sviluppano specifiche leggi e procedure e dall'altro si applicano tecnologie sempre più efficaci. In termini di potenziale quantitativo, gli interventi di efficienza energetica economicamente convenienti, con le tecnologie già oggi disponibili, riguardano tutti i settori di trasformazione e di uso finale dell'energia.

## **2. L'efficienza energetica nell'industria**

Gli obiettivi a medio termine sono i Power park, una sorta di distretto energetico molto integrato ed informatizzato, di cui in Italia abbiamo una sola esperienza, in Piemonte, mentre in Europa sono circa venti i parchi sviluppati nel contesto di un progetto di ricerca europeo (Programma 'Concerto'). Si tratta di un'integrazione perfetta tra 'ecobuilding' (edificio a basso consumo energetico), generazione distribuita e fonti rinnovabili; insomma un modello dove enti locali, strutture pubbliche e imprese lavorano insieme per ottenere il massimo risparmio energetico attraverso la messa in rete di tutte le fonti energetiche tradizionali e rinnovabili: dalla microgenerazione distribuita per produrre energia per riscaldamento e raffrescamento, al consumo intelligente di energia grazie all'information technology, alla dimensione degli spazi e ancora al recupero dei residui. Se partiamo dal concetto che la produzione di elettricità con combustibili fossili implica, qualsiasi sia la tecnologia impiegata, la produzione contemporanea anche di una certa quantità di calore che deve essere dispersa nell'ambiente circostante, la cogenerazione si può definire come il metodo con il quale si realizza il simultaneo utilizzo di elettricità e di parte di questo calore che in questo modo viene utilizzato e disperso in quantità molto minore nell'ambiente. Infatti, se si effettua il confronto tra la cogenerazione e la produzione e l'utilizzo separato delle due forme di energia, da una parte le centrali termoelettriche che producono energia elettrica e dall'altra le caldaie che producono calore sia per applicazioni civili (come il riscaldamento) sia per applicazione industriali (come il vapore), si vede che si possono raggiungere valori di risparmio energetico dell'ordine del 30%.

---

Basti pensare che mentre in un impianto di sola produzione di energia elettrica si disperde nell'ambiente circa il 50-60% dell'energia, nel caso di un impianto cogenerativo se ne getta solo circa il 16%, utilizzando l'84% dell'energia introdotta con il combustibile in modo utile.

### 3. Il risparmio energetico in casa

La bolletta dell'elettricità è sempre più cara e le spese per il riscaldamento gravano pesantemente sul bilancio familiare determinando una maggiore attenzione da parte degli utenti ad un uso più razionale dell'energia negli edifici. A fronte di una crescente domanda di edifici che permettono di contenere i consumi energetici, sono stati messi a punto specifici criteri di progettazione per le nuove costruzioni; per gli edifici già esistenti è invece necessario intervenire direttamente sul contenimento dei consumi.

Gli edifici costruiti dopo il 1977 dovrebbero rispettare tutti la normativa sul contenimento dei consumi (L. 373/76 e L. 10/91) e quindi disporre di quell'isolamento necessario per ridurre le dispersioni di calore.

Per quelli antecedenti è possibile comunque attivare interventi che riguardano in generale il risanamento energetico dell'edificio per ottenere una temperatura uniforme in tutto il fabbricato, compresi i primi e gli ultimi piani che generalmente registrano una maggiore dispersione di calore.

A tale scopo, sono necessari i seguenti interventi:

- coibentazione delle pareti dell'edificio, attraverso l'aggiunta di uno strato di materiale isolante che può essere inserito dall'interno, dall'esterno e nell'intercapedine;
- isolamento delle coperture: il tetto è l'elemento che disperde più calore in assoluto;
- isolamento del soffitto dei locali non riscaldati: cantine, garage e porticati che, essendo a diretto contatto con l'ambiente esterno, presentano una dispersione di calore maggiore;
- eliminazione delle infiltrazioni dalle finestre: controllo dei vetri e del cassonetto e miglioramento della tenuta all'aria dei serramenti attraverso guarnizioni, doppi vetri, tendaggi pesanti e vetrocamere.

Dopo qualunque intervento di risanamento energetico bisogna ricordarsi che è sempre necessario procedere alla ri-regolazione dell'impianto di riscaldamento, altrimenti la casa sarà più calda, ma i consumi energetici rimarranno gli stessi.

A partire dall'agosto del 1994 sono diventati obbligatori (DPR 412 del 26/08/93) i controlli sull'efficienza degli impianti termici, per cui va eseguita una manutenzione certificata almeno una volta l'anno, sia su quelli centralizzati che su quelli autonomi. Gli interventi più comuni riguardano: il controllo della temperatura e dei fumi del camino, la pulizia della caldaia e la regolazione della combustione del bruciatore.

È oggi possibile, attraverso l'installazione di valvole termostatiche ad ogni radiatore della casa, regolare meglio le temperature interne ed assicurare ad ogni ambiente la temperatura più adatta.

Si sta affermando l'esigenza di disporre di impianti autonomi per una maggiore flessibilità

---

di utilizzo. Prima di decidere di installare un impianto autonomo è opportuno valutare anche le eventuali criticità di tale scelta, che comportano l'approvvigionamento di un unico combustibile come il metano, il sostenere per intero tutte le spese di manutenzione della caldaia autonoma e la resa minore rispetto ad un impianto centralizzato. È oggi però possibile usufruire dei vantaggi di un impianto centralizzato unendoli a quelli di un impianto autonomo (possibilità di scegliere temperature ed orari secondo le proprie esigenze), installando a tutti i termosifoni nel condominio un sistema di contabilizzazione del calore ed applicando la ripartizione delle spese ai singoli condomini (ognuno pagherà, oltre ad una quota fissa stabilita dal condominio, solo ciò che avrà effettivamente utilizzato).

## **4. I comportamenti più convenienti per ridurre i consumi**

L'efficienza energetica nel settore residenziale e in particolare nelle abitazioni private rappresenta una priorità per le famiglie.

Impiegare l'elettricità in modo corretto rappresenta un vantaggio sia per l'utente che per la collettività. Ridurre gli sprechi, infatti, non vuol dire solo spendere meno ma anche migliorare la gestione delle utenze della casa e utilizzare in modo più consapevole una risorsa come l'energia. Uno dei primi interventi da considerare è risparmiare con l'illuminazione. Illuminare la casa comporta un consumo di energia, pari circa al 13,5% del consumo totale di energia elettrica nel settore residenziale. Migliorare l'illuminazione non significa semplicemente aumentare la potenza delle lampade, ma scegliere la tipologia di lampada giusta e la posizione in cui è più opportuno collocarla. Per risparmiare sull'illuminazione è importante accendere solo le lampade di cui si ha bisogno in quel momento: un numero eccessivo di sorgenti luminose non porta ad un miglioramento dell'ambiente illuminato, ma al contrario, provoca un surriscaldamento del luogo (fattore sfavorevole soprattutto in estate). Occorre inoltre ricordare di spegnere le luci quando ci si allontana da una stanza, se queste sono del tipo ad incandescenza. Altro intervento da considerare è quello di non tenere accese le luci quando si esce di casa. Per risparmiare bisogna adottare lampade fluorescenti compatte a basso consumo con alimentatore elettronico nei locali in cui è richiesto un uso prolungato della luce artificiale. Inoltre, dove l'uso delle sorgenti luminose è maggiore, vanno sostituite le lampade alogene e quelle a incandescenza con le fluorescenti compatte ad alimentatore elettronico. La scelta delle lampadine adatte è fondamentale, sono da evitare i lampadari con molte lampadine: una lampada da 100 W fornisce la stessa illuminazione di sei lampadine da 25 W, consumando il 50 per cento in meno.

Per quanto riguarda gli elettrodomestici possono essere utilizzati in maniera più efficiente, risparmiando non solo in termini di costi economici, contribuendo a diminuire l'impatto sull'ambiente. In media, si possono ridurre del 30-50% i consumi dei grandi elettrodomestici grazie a piccoli accorgimenti sulle modalità di utilizzo o sull'acquisto di prodotti ad alta efficienza energetica. Per risparmiare con i frigoriferi occorre posizionare l'apparecchio nel punto più fresco della cucina, mentre per il congelatore la soluzione logistica più idonea può essere il garage o la cantina. Naturalmente la porta del frigorifero non va lasciata aperta più del necessario ed è consigliabile spegnere l'elettrodomestico se rimane vuoto. Dato che è

---

inutile raffreddare eccessivamente, il termostato del frigorifero è da regolare su temperature ragionevoli. Per quanto riguarda il risparmio energetico con la lavatrice, i modelli di recente produzione presentano diversi accorgimenti che prevedono consumi di acqua e di detersivo decisamente contenuti e, di conseguenza, anche l'elettricità risparmiata è maggiore. Occorre ricordare che, da sola, la lavatrice è responsabile di una quota elevata dei consumi energetici delle nostre abitazioni. Tale consumo è dovuto soprattutto al riscaldamento dell'acqua per il lavaggio, mentre soltanto una piccola percentuale serve ad azionare il motore del cestello. A causa di questi consumi praticamente obbligati l'unico intervento che le famiglie possono effettuare per risparmiare energia elettrica consiste nello sfruttare al meglio ogni lavaggio: utilizzando la lavatrice solo a pieno carico ed evitando i programmi che usano temperature troppo elevate. Se la lavatrice è predisposta per un doppio attacco, è più conveniente alimentarla tramite uno scaldabagno a gas e uno solare. Per quanto riguarda il condizionatore, il suo funzionamento è lo stesso del frigorifero, con la differenza che il condizionatore raffredda un ambiente abitato, pompando calore da una sorgente a temperatura inferiore a una a temperatura superiore. Prima di accendere questo elettrodomestico è opportuno praticare alcuni accorgimenti per ripararsi dalla luce diretta del sole attraverso l'ombreggiamento artificiale o naturale. Il condizionatore va acceso solo quando se ne sente realmente il bisogno: in caso contrario sono preferibili i sistemi di raffrescamento passivi. Va inoltre tenuto presente che il termostato del condizionatore va tenuto su temperature ragionevoli e che occorre ridurre i carichi interni utilizzando apparecchi più efficienti e meno energivori. Da ricordare che questi apparecchi sono dotati dell'etichetta energetica per cui è necessario acquistare quelli a consumo più basso del tipo "A". Grazie all'uso del metano, sempre più diffuso, lo scaldabagno elettrico è sempre meno utilizzato. Quest'ultimo offre un'efficienza energetica molto buona, ma presenta anche un serio problema: l'acqua che si accumula viene scaldata in modo omogeneo, ma appena c'è richiesta di acqua calda nello scaldabagno entra nuova acqua fredda (questa si miscela con l'acqua rimanente andando a diminuire la sua temperatura). Lo scaldabagno va quindi regolato su temperature intermedie e la sua temperatura non deve superare i 55 gradi. Lo scaldabagno elettrico, specie se il suo serbatoio è in grado di accumulare più di 40 litri di acqua, può essere sostituito da scaldacqua elettrici di piccole dimensioni. Tuttavia occorre evidenziare che i consumi dello scaldabagno elettrico sono legati in gran parte al consumo d'acqua, di conseguenza, l'installazione di riduttori di flusso consente di risparmiare anche energia. La sostituzione dello scaldabagno elettrico con un sistema a gas o a pannello solare sarebbe in grado di dimezzare i consumi. Per evitare di sprecare energia elettrica riscaldando ambienti che poi disperdono il calore prodotto, è più economico ed efficace migliorare l'isolamento degli ambienti stessi. Tale azione si può realizzare attraverso una coibentazione migliore dell'edificio, l'installazione di finestre con doppi vetri o vetri selettivi e montare infissi con telai ad alta prestazione (legno, alluminio a taglio termico, pvc) che riducano le infiltrazioni di aria fredda dall'esterno. Importante è anche l'efficienza dell'impianto di riscaldamento che implica un buon funzionamento dello stesso. Per quanto riguarda l'isolamento termico degli edifici va tenuto presente che una buona parte dell'energia utilizzata per riscaldare un edificio durante la stagione invernale viene dispersa dalle pareti, dal tetto, dalle finestre e, in misura minore, dalla caldaia. L'isolamento termico di un edificio può essere realizzato attraverso diverse operazioni, alcune molto semplici, mentre altre richiedono l'intervento di esperti del

---

settore. L'isolamento del tetto si può ottenere posizionando pannelli o materassini di materiale isolante all'esterno, sotto i coppi o le tegole, oppure all'interno, nel sottotetto. Le pareti, invece, possono essere isolate dall'interno, attraverso pannelli di materiale isolante, o dall'esterno applicando sulla facciata un cappotto, ovvero uno strato di materiale isolante protetto da uno strato superficiale di finitura sulla parete esterna. Va ricordato che per migliorare l'efficienza energetica della casa è opportuno munire di nuove guarnizioni i serramenti esterni e montare i doppi vetri alle finestre. Attraverso questi accorgimenti la domanda di calore può diminuire dal 20 al 40% rispetto agli attuali livelli.

Un impianto di riscaldamento efficiente può contribuire al risparmio di energia nelle abitazioni. La caldaia è la parte principale di questa tipologia di impianti: in essa viene bruciato il combustibile per scaldare l'acqua o l'aria. Essa è composta generalmente da un bruciatore che miscela l'aria con un combustibile e alimenta una camera di combustione. L'energia contenuta nel combustibile viene trasferita al fluido termovettore e solo in piccola parte viene dispersa verso l'esterno dal corpo stesso della caldaia e dai fumi caldi che escono dal camino. Oltre al mantenimento in buono stato dell'impianto di riscaldamento esistono altre azioni che possono contribuire a non sprecare energia. Indipendentemente dal tipo di radiatore, è importante non ostacolare la circolazione dell'aria: è sbagliato quindi mascherare i radiatori con copritermosifoni o nasconderli dietro le tende. Per chi vive in un condominio e possiede un impianto di riscaldamento centralizzato come già trattato in precedenza è possibile chiedere di installare un sistema di contabilizzazione del calore che è in grado di misurare la quantità di calore effettivamente consumata all'interno di ogni appartamento soddisfacendo le diverse esigenze con la scelta delle temperature e gli orari di accensione. L'utilizzo corretto dell'impianto di riscaldamento può generare un risparmio di circa il 30 per cento delle spese annuali.

## 5. Il settore dei trasporti

Il 30% del consumo nazionale di energia per usi finali è imputabile al settore dei trasporti che è tra i maggiori responsabili di una crescita fuori controllo delle emissioni di anidride carbonica. Inoltre, la vulnerabilità nazionale degli approvvigionamenti energetici, derivante dalla prevalente utilizzazione di petrolio, rende la razionalizzazione dei consumi energetici un elemento essenziale per l'economia e la sicurezza del Paese. L'incremento dei consumi è legato all'elevato aumento della mobilità, nonostante i consumi unitari siano diminuiti per il miglioramento dell'efficienza energetica delle tecnologie di trazione. Per quanto riguarda il traffico passeggeri, l'aumento è dovuto ad una maggiore dispersione delle residenze, ad un incremento delle opportunità di spostamento per lavoro o studio e ad un netto aumento degli spostamenti non sistematici legati al miglioramento del livello di vita. Nell'ambito del trasporto delle merci, l'aumento di mobilità è direttamente legato all'affermarsi della distribuzione delle strutture produttive, alla pratica del "just in time" nel settore distributivo e alla mancata terziarizzazione della struttura di trasporto su strada che vede la preponderanza delle imprese piccole con scarsa possibilità di ottimizzazione della rete logistica.

Alla continua crescita dei consumi energetici del settore trasporti si accompagna un aumento degli impatti negativi sull'ambiente sia a livello locale che a livello globale.

---

Particolare criticità ha assunto, sia per motivi energetici che ambientali, il trasporto urbano, caratterizzato dai seguenti aspetti:

- l'incremento del traffico passeggeri si è concentrato sull'autovettura privata, mentre quello sul trasporto pubblico è rimasto pressoché stazionario;
- l'aumento dei consumi finali di energia (passeggeri + merci);
- i consumi unitari per il trasporto passeggeri si sono leggermente ridotti grazie ad un miglioramento del parco veicolare, mentre per il trasporto merci i consumi unitari sono cresciuti per l'inefficienza della catena logistica.

Va aggiunto che negli ultimi anni il traffico urbano privato passeggeri dimostra segni di saturazione mentre il traffico merci continua a crescere.

L'altra emergenza è rappresentata dal trasporto merci di lunga percorrenza che ha visto un consistente incremento dei traffici e l'utilizzazione preponderante della modalità stradale con scarso spostamento verso il trasporto via ferro o marittimo. Le previsioni sono di ulteriore incremento anche per il ruolo crescente del Mediterraneo rispetto ai trasporti relativi ai Paesi extraeuropei. Emerge quindi la necessità di coraggiose politiche di interventi infrastrutturali e soprattutto di governo del processo, sia a livello nazionale che locale, che dovranno essere accompagnate da una intensa attività di innovazione.

L'impatto sull'efficienza del sistema economico sull'ambiente e sulla qualità della vita generato dalle attività di trasporto può essere visto come effetto combinato di due variabili di processo apparentemente indipendenti:

- l'efficienza energetica e le emissioni specifiche dei mezzi di trasporto;
- l'entità e le caratteristiche della mobilità di passeggeri e merci.

Mentre il primo fattore è influenzato direttamente dai miglioramenti delle tecnologie di trazione, il secondo è determinato da cause di ordine socio-economico (domanda), dalle politiche di indirizzo sullo sviluppo delle reti e dei servizi di trasporto (offerta) e dalle modalità di governo della mobilità.

Va comunque considerato che, nel caso del trasporto stradale, un aumento elevato delle percorrenze porta a condizioni di congestione, con una crescita dei fattori specifici di consumo ed emissione dei veicoli che spesso vanifica gli effetti dei miglioramenti tecnologici.

È opinione ormai comune su scala europea e mondiale che le politiche capaci di condurre ad una Mobilità Sostenibile sono quelle che combinano elementi di miglioramento di entrambi tali fattori, ovvero:

- interventi di razionalizzazione della mobilità per la limitazione delle percorrenze, il rilancio delle modalità di trasporto alternative alla strada, l'uso ottimale delle infrastrutture;
- una ulteriore riduzione dei consumi unitari e la diversificazione dei combustibili per la trazione.

Le Amministrazioni centrali e locali sono i principali attori in causa con un compito molto difficile sia perché a volte devono attivare provvedimenti non graditi alla popolazione sia perché, molto spesso, non è disponibile un quadro conoscitivo che consente di progettare gli interventi sulla base di una adeguata analisi costi-benefici.

Gestire in modo ottimizzato le scelte sul sistema dei trasporti significa tentare di governare un sistema intrinsecamente complesso dove le opzioni tecnologiche competono con opzioni

---

di tipo regolatorio e socioeconomico in un contesto in cui l'entità di risorse impegnate ha un effetto assolutamente non lineare sui risultati ottenibili. Il decisore politico deve disporre, sia a livello centrale che locale, di strumenti di analisi che consentano di effettuare preventivamente una valutazione integrata degli impatti conseguenti a scenari di intervento sul sistema dei trasporti. Gli interventi saranno, generalmente, complessi e potranno prevedere, al loro interno, un insieme di provvedimenti eterogenei come regolamenti, adeguamenti infrastrutturali, potenziamento del trasporto collettivo e rinnovamento del parco veicolare privato.

Una corretta pianificazione si basa su una conoscenza delle relazioni interne al sistema di trasporto e si svolge in diverse fasi successive: analisi delle condizioni della rete di trasporto, identificazione di eventuali criticità, definizione e simulazione di ipotesi di intervento, valutazioni quantitative delle ricadute anche in termini energetici ed ambientali ed infine scelta delle alternative migliori confrontando gli impatti.

Un ruolo rilevante, negli ultimi anni, è stato assunto dalle tecnologie telematiche per i trasporti con l'introduzione di prodotti e servizi tecnologici per gli utenti ed i gestori del trasporto che offrono prospettive di ottimizzazione dello stato attuale senza richiedere grandi investimenti infrastrutturali e rilevanti modifiche del sistema di trasporto. Le soluzioni tecnologiche offerte per la gestione della mobilità e del traffico urbano coprono un'ampia gamma di misure inerenti la gestione della domanda, l'ottimizzazione operativa dei flussi di traffico, il miglioramento del servizio ai viaggiatori mediante informazioni, ed infine il monitoraggio dello stato di utilizzo della rete e delle condizioni ambientali.

Le diverse applicazioni telematiche, anche se realizzabili in modo indipendente, consentono di ottenere risultati migliori attraverso un approccio integrato e sistemico. L'integrazione dei vari sistemi può essere garantita da un sistema di supervisione che ha il ruolo di gestire la rete di collegamento dati tra i diversi sotto-sistemi di controllo e monitoraggio, di supportare la scelta degli interventi più idonei per gestire e regolare la domanda di mobilità e di attuare in modo coerente ed integrato le strategie di rete.

## **6. L'efficienza energetica in Italia e il piano d'azione italiano per l'efficienza energetica**

Il sistema europeo, nazionale e regionale ha disposto direttive, leggi e normative sull'efficienza energetica che, insieme a strumenti finanziari consistenti, dovrebbe assicurare il conseguimento degli obiettivi prefissati dalla UE ed inserire l'Italia in un percorso virtuoso che coniughi sviluppo, innovazione, efficienza e ambiente, con positive ricadute occupazionali. Le direttive europee hanno impresso una accelerazione al perseguimento dell'obiettivo di efficienza, a cui dovrebbero aderire tutti gli stati membri anche se in misure diverse. Per il raggiungimento degli obiettivi previsti dal Pacchetto 20-20-20, l'Italia si potrà avvalere di normative e di strumenti tecnico economici di grande rilievo.

La Direttiva 2006/32/CE fissa "gli obiettivi indicativi, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari ad eliminare le barriere e le imperfezioni esistenti sul mercato che ostacolano un efficiente uso finale dell'energia". In particolare, in

---

essa si stabilisce che gli Stati membri adottano e mirano a conseguire un obiettivo nazionale indicativo globale di risparmio energetico, pari al 9% per il nono anno di applicazione, da conseguire tramite servizi energetici e altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica. La Direttiva, inoltre, prevede che ciascuno Stato membro presenti dei Piani di Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE, o NEEAP: *National Energy Efficiency Action Plan*), il primo dei quali stabilisce un obiettivo nazionale indicativo intermedio di risparmio energetico per il terzo anno di applicazione e fornisce un resoconto della strategia per il raggiungimento dell'obiettivo intermedio e di quello globale.

Il primo Piano di Azione dell'Efficienza Energetica, trasmesso dal Governo italiano alla Commissione nel luglio 2007, illustra le misure attuate dopo il 1995 (e in certi casi sin dal 1991), ma i cui effetti sulla riduzione dei consumi persistono almeno fino al 2016 (*early actions*) e quelle che saranno attivate durante il periodo di attuazione della direttiva per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico.

Le misure proposte intervengono sui principali settori dell'economia italiana, tralasciando solo il settore dell'agricoltura in cui non è stato possibile individuare misure dedicate a causa della mancanza di dati relativi al settore specifico.

Il secondo e il terzo PAEE dovranno includere: un'analisi e una valutazione approfondite del precedente PAEE; i risultati definitivi riguardo al conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico; i piani relativi a misure addizionali e le informazioni sugli effetti previsti dalle stesse, intesi ad ovviare alle carenze constatate o previste rispetto agli obiettivi.

Essi dovranno, infine, prevedere il graduale incremento del ricorso a indicatori e parametri di efficienza armonizzati, sia per la valutazione di precedenti misure, sia per gli effetti stimati di misure future già pianificate.

L'ENEA ha quantificato ex ante ed ex post i risparmi energetici e finanziari del Piano d'Azione italiano per l'Efficienza Energetica, presentato alla Commissione Europea nel luglio 2007. I dati a consuntivo del dicembre 2010 indicano un risparmio complessivo di 80,999 GWh/anno corrispondenti ad un risparmio economico sulla bolletta energetica pari a 2.920 miliardi di euro, di cui 2.154 nel settore residenziale, 249 nel settore terziario, 397 nell'industria, 120 nel settore trasporti.

INTERVENTI E MISURE	Risparmio annuale conseguito al 2010	Obiettivi (PAEE 2007)	
		2010	2016
	GWh/anno	GWh/anno	GWh/anno
<b>Settore residenziale</b>			
Coibentazione superfici opache in edifici residenziali costruiti prima del 1980; sostituzione di vetri semplici con vetri doppi; Recepimento direttiva 2002/91/CE e attuazione Dlgs. 192/05	5.832	3.722	13.730 <sup>(1)</sup>
Sostituzione lampade ad incandescenza (GLS) con lampade a fluorescenza (CFL)	3.744 <sup>(2)</sup>	1.600	4.800
Sostituzione lavastoviglie con apparecchiature in classe A	21	305	1.060
Sostituzione frigoriferi e congelatori con apparecchiature in classe A+ e A++	82	1.210	3.860
Sostituzione lavabiancheria con apparecchiature in classe A superlativa	2	31	410
Sostituzione scaldacqua elettrici con altri più efficienti	1.400	700	2.200
Impiego di condizionatori efficienti	24	180	540
Impiego di impianti di riscaldamento efficienti	13.929	8.150	26.750
Camini termici e caldaie a legna ad alta efficienza	325	1.100	3.480
<b>Totale settore residenziale</b>	<b>25.359</b>	<b>16.998</b>	<b>56.830</b>
<b>Settore terziario</b>			
Impiego impianti di riscaldamento efficienti	80	5.470	16.600
Incentivazione all'impiego di condizionatori efficienti	11	835	2.510
Lampade efficienti e sistemi di controllo	100	1.400	4.300
Lampade efficienti e sistemi di regolazione del flusso luminoso	462	425	1.290
<b>Totale settore terziario</b>	<b>633</b>	<b>8.130</b>	<b>24.700</b>
<b>Settore industria</b>			
Impiego di lampade efficienti e sistemi di controllo	617	700	2.200
Sostituzione motori elettrici di potenza compresa tra 1 e 90 kW, da classe EFF2 a classe EFF1	16	1.100	3.400
Installazione di inverter su motori elettrici di potenza 0,75-90 kW	121	2.100	6.400
Cogenerazione ad alto rendimento	2.493	2.093	6.280
Impiego di compressione meccanica del vapore	103	1.047	3.257
<b>Totale settore industria</b>	<b>3.350</b>	<b>7.040</b>	<b>21.537</b>
<b>Settore trasporti</b>			
Introduzione del limite di emissioni di 140 g di CO <sub>2</sub> / Km (media veicoli parco venduto)	2.972 <sup>(3)</sup>	3.490	23.260
<b>Totale settore trasporti</b>	<b>2.972</b>	<b>3.490</b>	<b>23.260</b>
<b>Totale</b>	<b>32.334</b>	<b>35.658</b>	<b>126.327</b>
	GWh/anno	GWh/anno	GWh/anno
	Risparmio annuale conseguito al 2010	2010	2016
		Obiettivi (PAEE 2007)	

Tabella 1. Interventi e obiettivi di risparmio energetico previsti dal PAEE 2007 e valutazione dei risparmi annui conseguiti al 2010. Fonte ENEA.

- 
- (<sup>1</sup>) Il presente dato corrisponde alla somma dei valori stimati nel PAEE 2007 relativamente alle misure di “Coibentazione superfici opache in edifici residenziali costruiti prima del 1980” e “Sostituzione di vetri semplici con vetri doppi”; il monitoraggio tiene invece conto anche degli interventi dovuti al recepimento della direttiva 2002/91/CE e all’attuazione del Dlgs. 192/05.
- (<sup>2</sup>) Il valore indicato è stato stimato nell’ipotesi conservativa che il numero di lampadine efficienti effettivamente installato sia la metà di quelle vendute/distribuite con il sistema del TEE. I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) sono titoli emessi dal Gestore del Mercato Elettrico a fronte di risparmi energetici verificati e certificati dall’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas.
- (<sup>3</sup>) il valore conseguito al 2010 in realtà corrisponde al monitoraggio degli incentivi statali 2007, 2008, 2009 in favore del rinnovo ecosostenibile del parco autovetture ed autocarri fino a 3,5 tonnellate.

## LA FONTE – RIFIUTO: APPUNTI PER UNA RIVOLUZIONE SOCIALE

Renato Conti – Gianpaolo Mocetti

**Abstract:** La soddisfazione del fabbisogno energetico costituisce una pre-condizione per la piena attuazione dei diritti fondamentali dell'individuo come sanciti dalla Dichiarazione Universale e dalla Costituzione. Ecco che la disponibilità di energia a prezzi sostenibili (e con impatti ambientali compatibili con le responsabilità verso le generazioni future) assume il ruolo di un obiettivo primario dell'azione di governo, nel cui contesto lo sviluppo delle fonti rinnovabili ed il recupero energetico dei rifiuti ha preso una posizione di sempre maggiore importanza, segnando così un'epocale trasformazione, lessicale, socio-antropologica ed economica della politica energetica mondiale, pur in un contesto nel quale molto rimane ancora da fare.

The satisfaction of the Energy needs constitutes the pre-condition for a thorough implementation of many of the fundamental rights recognized by the Universal Declaration (1948) and the Constitution. Accordingly, making energy available at affordable prices and at environmental-friendly conditions which are conscious of the legacy we will leave to the future generation arises to a paramount target for governments. Within such a framework, the development of renewable energy sources and in particular the transformation into energy of waste material takes on a primary position, in such a fashion establishing a landmark revolution in lexicon, socio-anthropology and economic energy policy, albeit much is still in the way of doing.

**Parole chiave:** rifiuti; recupero energetico; termovalorizzazione; biomasse

**Sommario:** 1. Introduzione - 2. Le priorità nella gestione dei rifiuti: recupero di materia o recupero di energia? - 3. Le possibili forme di incentivazione - 4. I rifiuti nell'evoluzione normativa sulle fonti rinnovabili di energia - 5. I rifiuti nel quadro delineato dal Decreto Legislativo 2 marzo 2011, n.28 - 6. Riflessioni conclusive - 6.1 I rifiuti come fonte "rinnovabile": una rivoluzione anche nel lessico? - 6.2 La funzione socio-economica ed ecologica del rifiuto inteso come scarto del vivere quotidiano - 6.3 Il deficit infrastrutturale nel contesto della stabilità delle regole e di una strategia organica e lungimirante - 6.4 Il ruolo delle fonti rinnovabili nel soddisfare il fabbisogno energetico di una nazione industrializzata.

---

## 1. Introduzione

In una società caratterizzata da un elevato livello di industrializzazione come quella in cui viviamo la disponibilità di energia a costi sostenibili, sia sotto un profilo economico che ambientale, tende sempre di più a qualificarsi come un'inderogabile esigenza.

Le attività, non solo economiche, che costituiscono l'estrinsecazione del godimento di molti dei diritti individuali e collettivi tradizionalmente riconosciuti, a partire dalla Dichiarazione Universale del 1948, non possono essere svolte in assenza della soddisfazione del bisogno energetico essenziale.

Non si intende con questo arrivare a coniare una sorta di nuovo "*diritto all'energia*", ma certamente non può negarsi che la effettiva disponibilità della risorsa energetica costituisce un elemento strumentale indispensabile oggi, per il godimento dei diritti fondamentali.

Il sempre crescente fabbisogno energetico, la naturale limitatezza delle fonti convenzionali per la produzione di energia ed i notevoli impatti ambientali derivanti dalla loro utilizzazione hanno portato il Legislatore, sulla spinta anche di istanze sovranazionali e comunitarie, ad elaborare un articolato impianto normativo finalizzato alla regolamentazione ed alla promozione delle fonti rinnovabili.

In tale ambito ha trovato una naturale collocazione il recupero energetico dei rifiuti, quale opzione che consente la trasformazione di uno dei maggiori problemi della società contemporanea in opportunità.

## 2. Le priorità nella gestione dei rifiuti: recupero di materia o recupero di energia?

Il progressivo ridursi della disponibilità di discariche, la necessità di garantire con continuità il servizio di igiene urbana ed il fabbisogno di smaltimento e recupero del sistema produttivo hanno contribuito a rendere il recupero dei rifiuti, sotto un profilo industriale, una fase essenziale del sistema di gestione dei rifiuti stessi.

Deve essere fin d'ora evidenziato che il Legislatore, in attuazione di specifiche prescrizioni comunitarie, ha chiaramente indicato il recupero di energia nella gestione dei rifiuti, come subalterno rispetto al recupero di materia.

Tale qualificazione del recupero di energia è chiaramente ricavabile dall'analisi dei criteri di priorità nella gestione dei rifiuti, attualmente previsti dall'art. 179 del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152, cd. "Codice dell'Ambiente", come modificato dall'art. 4, comma 1, del D.Lgs. 3 dicembre 2010, n. 205, di recepimento della Direttiva n. 2008/98/Ce.

La citata disposizione individua, in un ordine decrescente di sostenibilità ambientale, le seguenti opzioni di gestione dei rifiuti:

- a) prevenzione;
- b) preparazione per il riutilizzo;
- c) riciclaggio;
- d) recupero di altro tipo, per esempio il recupero di energia;
- e) smaltimento.

---

A tale proposito giova ricordare che, secondo le definizioni previste nell'art. 183 del citato D.Lgs. 152/06, la «prevenzione» consiste nelle misure, adottate prima che una sostanza, un materiale o un prodotto diventino rifiuto, idonee a ridurre la quantità dei rifiuti, gli impatti negativi dei rifiuti prodotti sull'ambiente e la salute umana, ovvero il contenuto di sostanze pericolose in materiali e prodotti.

Costituisce «riutilizzo» qualsiasi operazione attraverso la quale prodotti o componenti che non sono rifiuti sono reimpiegati per la stessa finalità per la quale erano stati concepiti.

E' qualificata come «riciclaggio» qualsiasi operazione di recupero attraverso cui i rifiuti sono trattati per ottenere prodotti, materiali o sostanze da utilizzare per la loro funzione originaria o per altri fini. Tale categoria include il trattamento di materiale organico, ma non il recupero di energia né il ritrattamento per ottenere materiali da utilizzare quali combustibili o in operazioni di riempimento.

Risponde alla definizione di «recupero» qualsiasi operazione il cui principale risultato sia di permettere ai rifiuti di svolgere un ruolo utile, sostituendo altri materiali che sarebbero stati altrimenti utilizzati per assolvere una particolare funzione o di prepararli ad assolvere tale funzione, all'interno dell'impianto o nell'economia in generale.

È, invece, rientrante nella nozione di «smaltimento» qualsiasi operazione diversa dal recupero, anche quando essa abbia come conseguenza secondaria il recupero di sostanze o di energia.

A specifico e forse ultroneo chiarimento, il comma 6 del citato art. 179 del D.Lgs. n. 152/06 evidenzia che *“Nel rispetto della gerarchia del trattamento dei rifiuti le misure dirette al recupero dei rifiuti mediante la preparazione per il riutilizzo, il riciclaggio o ogni altra operazione di recupero di materia sono adottate con priorità rispetto all'uso dei rifiuti come fonte di energia.”*

Con l'art. 201 dello stesso Codice dell'Ambiente, laddove in particolare si tratta della disciplina e dell'organizzazione del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, il Legislatore fornisce una chiara indicazione dell'assetto impiantistico da implementare in ciascun ambito territoriale ottimale, nel quale deve essere presente almeno un *“impianto di trattamento a tecnologia complessa”*, compresa una discarica di servizio.

Considerato che l'attività di smaltimento o recupero dei rifiuti, incluso naturalmente quello energetico, è certamente qualificabile come trattamento, a norma dell'art. 183, comma 1, lett. s) del Codice dell'Ambiente, è sicuramente possibile ricomprendere, per gli effetti del citato art. 201 del medesimo Codice, tra gli impianti di trattamento a tecnologia complessa, le infrastrutture dedicate al recupero energetico dei rifiuti.

Il recupero energetico dei rifiuti trova, quindi, una chiara collocazione, sia nell'ambito delle attività e dei criteri di priorità di gestione dei rifiuti stessi, che nell'assetto impiantistico delineato dal Legislatore per l'organizzazione del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani.

È comunque chiaramente espresso, nella normativa di settore, che il recupero di materia viene considerato quale migliore opzione ambientale rispetto al recupero di energia.

L'impostazione, che connota il recupero di energia come opzione gerarchicamente subordinata rispetto al recupero di materia, informa di sé l'evoluzione, anche recente, della normativa in materia di energie rinnovabili, in particolare per quanto attiene alle forme di incentivazione e di sostegno della produzione energetica da rifiuti.

La carenza di effettivi sistemi integrati di gestione dei rifiuti ed i bassi livelli di raccolta differenziata fanno sì che la marginalità, dal punto di vista normativo, del recupero energetico

---

dei rifiuti non rifletta adeguatamente l'importanza sostanziale che, in un'ottica di limitazione dell'uso della discariche e di tutela ambientale, tale opzione riveste a livello nazionale.

Sotto altro, ma connesso profilo deve essere evidenziato che gli obiettivi, per il vero sfidanti, di raccolta differenziata posti dalla normativa vigente stentano, in una parte consistente del territorio nazionale, ad essere raggiunti, per problemi legati – fra l'altro – alla difficoltà ed ai costi dell'organizzazione del servizio.

Nonostante ciò, le pianificazioni territoriali prendono, come dato acquisito, il raggiungimento dei citati obiettivi e, conseguentemente, individuano fabbisogni impiantistici anche significativamente inferiori a quelli reali, determinando oggettive difficoltà di localizzazione di impianti, che vanno ad aggiungersi a quelle derivanti dalla diffusa scarsa accettazione da parte delle comunità locali.

Per questo motivo si determinano crisi, se non emergenze, gestionali, che nell'immediato tendono ad essere affrontate attraverso la realizzazione di discariche, in luogo di impianti di recupero (energetico): tali ultime tipologie di impianti, infatti, proprio perché a tecnologia complessa, richiedono una pianificazione industriale e finanziaria, incompatibile con condizioni di gestione emergenziali.

In tal modo le migliori intenzioni di tutela ambientale finiscono per favorire la realizzazione di modelli gestionali sicuramente deteriori – anche dal punto di vista ambientale – rispetto a quelli che potrebbero essere implementati con una corretta utilizzazione del recupero energetico.

Per le considerazioni sopra sinteticamente esposte la questione circa la presunta conflittualità tra recupero di materia e recupero di energia appare mal posta in un'ottica di tutela ambientale. Infatti, la tesi che vorrebbe disincentivare la realizzazione di impianti di recupero perché la loro presenza disincentiverebbe, a sua volta, la raccolta differenziata ed il recupero di materia non convince e rischia di avere effetti deteriori, soprattutto in alcune realtà territoriali ove la realizzazione di un'adeguata rete di infrastrutture impiantistiche, affiancata naturalmente dall'implementazione della raccolta differenziata, costituirebbe l'unica modalità per evitare l'uso della discarica come principale forma di gestione dei rifiuti.

### **3. Le possibili forme di incentivazione**

La trasformazione dei rifiuti in energia presenta una duplice valenza ambientale: costituisce una fase essenziale della gestione dei rifiuti e, nel contempo, una modalità di produzione energetica con l'utilizzazione di fonti qualificate, entro certi limiti, rinnovabili, con il conseguente risparmio di fonti convenzionali; sotto tale duplice profilo, quindi, è meritevole di un regime di sostegno ed incentivazione.

Possiamo dire, in linea generale, che le forme di incentivazione inseriscono elementi correttivi alle logiche di funzionamento del mercato, finalizzati a determinare comportamenti virtuosi.

Atteso che la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili deve essere preferita, per ragioni ambientali, rispetto a quella ottenuta da fonti convenzionali, il Legislatore si prefigge l'obiettivo di creare le condizioni affinché il suo uso risulti conveniente.

Deve essere rimarcato che le esternalità di carattere ambientale derivanti dalla produzione energetica non hanno un immediato impatto sul costo di produzione o sul prezzo di vendita dell'energia.

---

I protagonisti del mercato (produttori e consumatori), che tendono naturalmente ad orientarsi verso quelle soluzioni che massimizzano i loro vantaggi, sono portati a considerare solo i costi di carattere economico connessi alla produzione o al consumo dell'energia.

In tale contesto, i produttori cercano la soluzione che abbatta maggiormente i loro costi di produzione, mentre i consumatori optano, in un regime liberalizzato, per le soluzioni caratterizzate da un più conveniente regime tariffario.

I meccanismi di incentivazione tendono, in ultima analisi, ad assegnare una valenza di carattere economico alle menzionate esternalità di carattere ambientale, consentendo di riequilibrare il bilancio complessivo dell'attività di produzione energetica e di internalizzare, per così dire, i costi ambientali nel processo di produzione o consumo.

Le forme di incentivazione possono essere di varia tipologia:

- il riconoscimento di una tariffa maggiore, rispetto a quella "prodotta" dal mercato, connessa al ritiro di una determinata quantità di energia per un periodo determinato di tempo; rientrano in tale tipologia le convenzioni tra i produttori ed il GSE in regime di CIP 6/92 e le cd. tariffe onnicomprensive;
- il riconoscimento di un incentivo sul presupposto della produzione dell'energia, che potrà essere poi auto-consumata dal produttore o ceduta sul mercato, come nel caso del c.d. "conto energia" per il settore fotovoltaico;
- la previsione di un obbligo per i produttori o gli importatori di energia da fonti convenzionali, di provvedere alla produzione di una determinata quota da fonti rinnovabili, obbligo che può essere anche assolto mediante l'acquisto di diritti maturati da produttori da fonti rinnovabili; è questo il regime dei c.d. "certificati verdi";
- la determinazione di un incentivo assegnabile sulla base di aste al ribasso, come nel caso dell'istituto di recente formulazione regolato dal Decreto Legislativo 2 marzo 2011, n.28 di attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

## **4. I rifiuti nell'evoluzione normativa sulle fonti rinnovabili di energia**

L'art. 1, comma 3, della Legge 9 gennaio 1991, n. 10 considerava come fonti rinnovabili di energia, tra le altre, la *"trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici"*.

In forza di tale qualificazione l'attività di produzione di energia elettrica dai rifiuti godeva, senza particolari limitazioni, delle forme di sostegno pubblico allora applicabili, ovvero il regime di cessione, noto come il già citato "CIP 6/92", dalla delibera del Comitato Interministeriale dei Prezzi 29 aprile 1992, n. 6, che lo ha istituito.

L'art. 2, comma 15, del D. Lgs. 16 marzo 1999 n. 79, in materia di liberalizzazione del sistema elettrico, nella sua originaria formulazione (prima delle modifiche apportate dall'art. 1, comma 1120, della L. 27 dicembre 2006, n. 296), rifletteva la medesima impostazione, individuando come fonti energetiche rinnovabili la *"trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici"*.

---

Con la Direttiva 27 settembre 2001, n. 2001/77/Ce, viene operata una significativa svolta; i rifiuti scompaiono, almeno in prima battuta, dalla definizione di fonti energetiche rinnovabili che, per l'art. 2 lett. a) della stessa direttiva sono: *“le fonti energetiche rinnovabili non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas)”*.

La lett. b) del medesimo articolo qualifica come biomassa la *“parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanza vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali ed urbani”*.

Tali definizioni sono fedelmente trasposte nell'art. 1 del D.lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 di attuazione della Direttiva.

La Direttiva 23 aprile 2009, n. 2009/28/Ce semplifica la definizione non apportando sostanziali modifiche per il tema che ci occupa.

Secondo l'art. 2 di tale Direttiva, infatti, è qualificabile *“energia da fonti rinnovabili”*: l'*“energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa”*, mentre quest'ultima è costituita dalla *“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”*.

La riduzione della qualificazione di fonte rinnovabile e delle connesse forme di incentivazione alla parte biodegradabile dei rifiuti è il portato della gerarchia nella gestione dei rifiuti stessa sopra descritta. Se ne trova un chiaro riferimento nell'ottavo considerando della Direttiva 2001/77, nel quale si dà atto che *“il sostegno dato alle fonti energetiche rinnovabili dovrebbe essere compatibile con gli altri obiettivi comunitari, specie per quanto riguarda la gerarchia di trattamento dei rifiuti”*. Incentivare la produzione di energia mediante l'uso della parte non biodegradabile dei rifiuti avrebbe indotto a favorire il recupero energetico in luogo del recupero di materia, che, come abbiamo visto si trova ad un livello più alto della linea gerarchica di trattamento rifiuti delineata dal Legislatore.

Secondo questa logica, l'incentivo al recupero energetico deve essere limitato solo alla parte biodegradabile dei rifiuti, che, per caratteristiche fisiche intrinseche, non potrebbe essere destinata al recupero di materia.

Possiamo ritenere che la limitazione dei regimi di sostegno al recupero energetico della sola parte biodegradabile dei rifiuti sia un principio oramai acquisito nell'ordinamento.

Esiste, tuttavia, un'importante eccezione a tale principio; infatti, il regime di incentivazione comunemente denominato CIP 6/92 continua ad essere applicabile, senza distinzione fra parte biodegradabile e non biodegradabile, al recupero energetico dei rifiuti effettuato in una particolare tipologia di impianti, anche di nuova costruzione, ovvero agli impianti ammessi a godere di tale incentivo per ragioni connesse alla situazione di emergenza rifiuti.

E' utile ripercorrere l'evoluzione normativa sul punto

Il regime CIP 6/92 aveva trovato, in linea generale, una naturale terminazione con le disposizioni dell'art. 15 del D.Lgs. 79/99, che avevano previsto:

- che la decorrenza delle convenzioni fosse improrogabilmente fissata in quella stabilita nelle convenzioni preliminari;
- la decadenza da ogni diritto alle incentivazioni per gli aventi diritto che non avessero

---

presentato all'Autorità per l'energia elettrica ed il gas tutte le autorizzazioni necessarie alla costruzione degli impianti entro il 31 dicembre 2012.

In fase applicativa detto termine ha subito degli slittamenti, avendo previsto lo stesso art. 15, comma 1, del D.Lgs. 79/99 la possibilità, in caso di motivati ritardi rispetto alla data di entrata in esercizio degli impianti indicata nelle convenzioni, di una concessione di una proroga di due anni da parte del Ministero dell'Industria, a fronte di un coerente piano di realizzazione. Inoltre gli effetti decadenziali sono stati evitati, laddove il mancato conseguimento dei titoli autorizzativi, la cui tipologia non era peraltro indicata dal Legislatore, non fosse imputabile al titolare dell'iniziativa.

Successivamente ed in coerenza con le indicazioni comunitarie tese a limitare l'accesso alle forme di incentivazione al recupero energetico della parte biodegradabile dei rifiuti, l'art. 1, comma 1117, della legge della legge 27 dicembre 2006, n. 296 ha previsto che, dalla data di entrata in vigore della medesima legge, i finanziamenti e gli incentivi pubblici di competenza statale finalizzati alla promozione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica fossero *“concedibili esclusivamente per la produzione di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, così come definite dall'articolo 2 della direttiva 2001/77/Ce del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili.”*

Lo stesso comma ha però introdotto, al secondo periodo, una deroga disponendo come fossero *“fatti salvi i finanziamenti e gli incentivi concessi, ai sensi della previgente normativa, ai soli impianti già autorizzati e di cui sia stata avviata concretamente la realizzazione anteriormente all'entrata in vigore della presente legge, ivi comprese le convenzioni adottate con delibera del Comitato interministeriale prezzi il 12 aprile 1992 e destinate al sostegno alle fonti energetiche assimilate, per i quali si applicano le disposizioni di cui al comma 1118”*.

Si evidenzia, per completezza, che il successivo comma 1118 prevedeva che il Ministro dello Sviluppo Economico provvedesse *“con propri decreti ai sensi dell'articolo 17, comma 3, della legge 23 agosto 1988, n. 400, a definire le condizioni e le modalità per l'eventuale riconoscimento in deroga del diritto agli incentivi a specifici impianti già autorizzati all'entrata in vigore della medesima legge e non ancora in esercizio, non rientranti nella tipologia di cui al periodo precedente, nonché a ridefinire l'entità e la durata dei sostegni alle fonti energetiche non rinnovabili assimilate alle fonti energetiche rinnovabili utilizzate da impianti già realizzati ed operativi alla data di entrata in vigore della presente legge, tenendo conto dei diritti pregressi e nel rispetto dei principi generali dell'ordinamento giuridico, allo scopo di ridurre gli oneri che gravano sui prezzi dell'energia elettrica e eliminare vantaggi economici che non risultino specificamente motivati e coerenti con le direttive europee in materia di energia elettrica.”*

La successiva Legge Finanziaria, ovvero la L. 24 dicembre 2007 n. 244, all'art. 2, comma 136, ha previsto che *“Ai fini della piena attuazione della direttiva 2001/77/Ce del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 settembre 2001, con particolare riferimento all'articolo 2 della direttiva medesima, i finanziamenti e gli incentivi di cui al secondo periodo del comma 1117 dell'articolo 1 della legge 27 dicembre 2006, n. 296, sono concessi ai soli impianti realizzati ed operativi.”*

Il successivo comma 137 ha precisato che *“La procedura del riconoscimento in deroga del diritto agli incentivi di cui al comma 1118 dell'articolo 1 della citata legge n. 296 del 2006, per gli impianti autorizzati e non ancora in esercizio, e, in via prioritaria, per quelli in costruzione o entrati in esercizio fino alla data del 31 dicembre 2008, con riferimento alla parte organica dei rifiuti, è completata dal Ministro dello sviluppo*

---

*economico, sentite le Commissioni parlamentari competenti, inderogabilmente entro il 31 dicembre 2009.”*

Per il tema che ci occupa, l'attenzione va posta al secondo periodo dello stesso comma nel quale si legge che *“sono comunque fatti salvi i finanziamenti e gli incentivi di cui al secondo periodo del comma 1117 dell'articolo 1 della legge 27 dicembre 2006, n. 296, per gli impianti, senza distinzione fra parte organica ed inorganica, ammessi ad accedere agli stessi per motivi connessi alla situazione di emergenza rifiuti che sia stata, prima della data di entrata in vigore della medesima legge, dichiarata con provvedimento del Presidente del Consiglio dei Ministri ”.*

Tale ultima disposizione, pur nel contesto di un'elaborazione normativa certamente non organica, consente di affermare con certezza che possono essere riconosciuti incentivi, sia per la parte organica che inorganica dei rifiuti (si noti il mancato coordinamento letterale con le Direttive 2001/77 e 2009/28, che fanno riferimento alla parte biodegradabile) agli impianti ammessi ad accedere agli stessi per motivi connessi alle situazioni di emergenza rifiuti dichiarata prima del 31 dicembre 2006.

Laddove, quindi, gli impianti siano collocati in territori in cui, alla data prevista dal Legislatore, era dichiarata una situazione di emergenza è permesso, proprio in ragione della necessità di affrontare tale emergenza, di derogare al principio generale, per il quale gli incentivi sono assegnabili solo con riferimento alla parte biodegradabile dei rifiuti.

In altre parole, la necessità che il meccanismo di assegnazione degli incentivi sia effettuato nel rispetto della gerarchia di trattamento rifiuti, che vede il recupero energetico come opzione residuale rispetto al recupero di materia, viene meno per quegli impianti, che, per essere localizzati in aree caratterizzate, alla data sopra ricordata, da situazioni di emergenza, sono in grado di fornire, nel medio periodo, un concreto contributo al superamento di tale situazione. In altre parole, nei casi in cui alla finalità della produzione energetica da fonti rinnovabili, con conseguente risparmio di fonti fossili maggiormente impattanti dal punto di vista ambientale, si aggiunge quella della gestione dei rifiuti, in particolare quando questa gestione viene a collocarsi in contesti di crisi, vi è, giustificatamente, un regime di sostegno più incisivo. Detto in ancora altri termini, chi interviene per salvare il territorio dall'emergenza causata dalla mancata realizzazione di interventi precedenti ottiene un premio – chi non effettua gli interventi necessari alla prevenzione di un problema crea le condizioni perché il soggetto che assumerà l'onere dell'emergenza riceva un privilegio.

Anche al di fuori delle situazioni di emergenza, vi è tuttavia un favor del Legislatore nei casi in cui il recupero energetico si inserisca nella filiera della gestione dei rifiuti urbani.

A tale proposito è utile ricordare che l'art. 2 comma 143 della già citata L. 24 dicembre 2007 n. 244, secondo periodo, dispone che per gli impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, nelle more dell'identificazione, prevista per mezzo di un Decreto Ministeriale, delle tipologie dei rifiuti per le quali è predeterminata la quota fissa di produzione di energia elettrica riconosciuta ai fini dell'accesso ai meccanismi incentivanti, tale quota *“è pari al 51 per cento della produzione complessiva per tutta la durata degli incentivi nei seguenti casi:*

- a) impiego di rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata;*
- b) impiego di combustibile da rifiuti ai sensi dell'articolo 183 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, prodotto esclusivamente da rifiuti urbani.”*

---

## 5. I rifiuti nel quadro delineato dal Decreto Legislativo 2 marzo 2011, n.28.

Il Decreto Legislativo 2 marzo 2011, n.28 (di seguito per brevità “Decreto”) mutua dalla Direttiva 2009/28/CE le definizioni di energia da fonte rinnovabili e di biomassa, con la conseguente applicazione dei regimi di incentivazione alla parte biodegradabile dei rifiuti.

Il rifiuto è, quindi, un combustibile che è qualificato fonte rinnovabile solo per la parte biodegradabile.

Gli impianti alimentati a rifiuti non trovano un'autonoma disciplina nel corpo del D. Lgs. 28/2011, né, ad avviso di chi scrive, possono essere annoverati tra le centrali ibride, di cui all'art. 2 comma 1 lett. p) dello stesso Decreto.

Corrispondono a tale definizione, infatti, le *“centrali che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili, sia fonti rinnovabili, ivi inclusi gli impianti di co-combustione, vale a dire gli impianti che producono energia elettrica mediante combustione di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili.”*

Nel caso degli impianti alimentati a rifiuti, il combustibile è unico, nonostante l'incentivo sia applicato alla parte dello stesso combustibile qualificabile come biomassa, ovvero alla parte biodegradabile degli stessi rifiuti, secondo le definizioni di cui alle lettere a) ed e) del medesimo art. 2, comma 1 del Decreto.

Una riprova, sia pure incidentale, della correttezza di tale ricostruzione è rinvenibile all'art. 24, comma 2, lett. i), punto ii), del Decreto, nel quale, trattando delle percentuali di incentivo applicabili agli interventi di rifacimento parziale o totale di impianti, si fa riferimento agli impianti alimentati a biomasse, comprendendo espressamente tra gli stessi quelli alimentati con la frazione biodegradabile dei rifiuti.

Appare quindi corretto sostenere, in coerenza peraltro con le definizioni sopra richiamate, che gli impianti alimentati a rifiuti possano essere ricompresi nell'ambito degli impianti alimentati a biomasse.

Per quanto attiene in particolare ai meccanismi di incentivazione il Decreto assegna una diversa disciplina agli impianti che entreranno in esercizio prima del 31 dicembre 2012, rispetto a quelli che entreranno in esercizio dopo tale data.

Per i primi, continueranno ad applicarsi i regimi attualmente in vigore con alcuni correttivi.

Detti correttivi consistono principalmente:

- nella lineare riduzione della quota di energia da fonti rinnovabili che i produttori o gli importatori di energia da fonti convenzionali devono produrre, direttamente o acquistando i relativi diritti, di cui all'art. 11, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, a partire dal valore assunto per l'anno 2012, fino all'azzeramento previsto nell'anno 2015 (cfr. art. 25, comma 3, del Decreto);
- nella predeterminazione del prezzo del ritiro dei Certificati Verdi, da parte del GSE, che costituisce una garanzia di ritorno economico per i produttori di energia da fonti rinnovabili, in un importo pari al 78 % di quello previsto dall'art. 2, comma 148, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 (cfr. art. 25, comma 4, del Decreto);
- nella stabilizzazione delle tariffe fisse omnicomprensive previste, per impianti di potenza

- 
- nominale media annua non superiore ad 1 MW, dall'articolo 2, comma 145, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 per l'intero periodo di diritto ai valori stabiliti dalla tabella 3 allegata alla medesima legge (cfr. art. 25, comma 6, del Decreto);
- nella stabilizzazione dei fattori moltiplicativi per fonte rinnovabile, di cui all'articolo 2, comma 147, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 e all'articolo 1, comma 382-*quater*, della legge 27 dicembre 2006, n. 296, ai valori stabiliti dalle predette norme (cfr. art. 25, comma 7, del Decreto).

Nell'ambito dei decreti ministeriali attuativi, che dovranno essere adottati entro 6 mesi, dalla data di entrata in vigore del Decreto, dovranno essere disciplinate, secondo quanto in particolare disposto dall' art. 24, comma 5, lett. c) dello stesso, *“le modalità con le quali il diritto a fruire dei certificati verdi per gli anni successivi al 2015, anche da impianti non alimentati da fonti rinnovabili, sarà commutato nel diritto ad accedere, per il residuo periodo di diritto ai certificati verdi, a un incentivo diversificato per scaglioni di potenza e per fonte rinnovabile, in modo da garantire la redditività degli investimenti effettuati.”*

Nelle more dell'emanazione dei citati decreti attuativi, tale assetto normativo consentirà quindi di operare in quadro di riferimento certo solo fino al 2015. Per il periodo successivo, gli operatori finanziari ed industriali del settore possono, allo stato attuale, solo fare riferimento all'ultimo inciso della disposizione in commento, che evidenzia come la transizione dal vecchio al nuovo regime di sostegno dovrà essere effettuato con modalità tali da garantire la salvaguardia degli investimenti effettuati.

Per gli impianti che entreranno in esercizio dopo il 31 dicembre 2012, verranno direttamente applicati i nuovi meccanismi di incentivazione.

In particolare per gli impianti di taglia minore, ovvero per quelli che hanno una potenza fino a un valore differenziato per fonte rinnovabile da stabilirsi con decreti attuativi e comunque non inferiore a 5 MW, è previsto un incentivo costante , diversificato per scaglioni di potenza e per fonte rinnovabile, con valori rimessi alla determinazione dei medesimi decreti attuativi (cfr. art. 24 comma 3 del Decreto).

Per gli impianti di potenza nominale superiore ai valori stabiliti per accedere ai meccanismi di cui al citato art. 24, comma 3 del Decreto, è previsto un incentivo assegnato tramite aste al ribasso gestite dal GSE con garanzia di un valore minimo (cfr. art. 24 comma 4 del Decreto); la base d'asta dovrà essere determinato sempre nell'ambito dei decreti attuativi.

Come abbiamo sopra incidentalmente accennato, per i rifacimenti totali o parziali di impianto, l'incentivo è pari al 25% o al 50 % di quello applicabile agli impianti nuovi. Per gli impianti a biomassa, ivi inclusi quelli alimentati con la frazione biodegradabile dei rifiuti le percentuali sono elevate, rispettivamente, all' 80 % ed al 90 %. (cfr. art. 24 comma 2, lett. i), punto ii) del Decreto.

Anche per gli impianti che entreranno in esercizio dopo il 31 dicembre 2012 è possibile ricavare dal Decreto solo un'indicazione sui principi che verranno applicati, essendo rimessa la concreta disciplina dei meccanismi operativi solo ai citati decreti di attuazione della riforma. Nel contesto sopra delineato, se si vorrà garantire al settore concrete prospettive di finanziabilità e di sviluppo, sarà necessario che i decreti di attuazione vengano approvati, almeno nel rispetto del termine semestrale previsto.

L'obiettivo articolazione della materia, nonché l'innegabile incidenza su interessi significativi

---

nel paese, rendono sicuramente questo compito piuttosto arduo, sia dal punto di vista tecnico, che sotto il profilo della mediazione politica.

## 6. Riflessioni Conclusive

Acquisita nei paragrafi precedenti la qualificazione normativa, come evoluta nel tempo a livello nazionale e comunitario, del rifiuto quale fonte di produzione energetica si apre il terreno ad una diversa prospettiva, della quale si possono solo, in questa sede, delineare i contorni generali.

I temi su cui interrogarsi riguardano: (i) la nuova accezione del concetto di “rinnovabile” che occorre adottare per associarla alla fonte energetica “rifiuto”; (ii) la funzione socio-economica ed ecologica che viene ad assumere, in questa prospettiva, il rifiuto inteso come scarto del vivere quotidiano; (iii) il *deficit* infrastrutturale che il Paese deve colmare in questo come negli altri settori, preferibilmente nel contesto di regole certe e di una strategia organica e lungimirante; ed infine (iv) il ruolo che le fonti rinnovabili possono avere per soddisfare il fabbisogno energetico di una nazione che aspira a rimanere nel gruppo delle otto economie a maggior tasso di industrializzazione.

La vastità degli argomenti non consentirà, in queste pagine, più di un veloce tratteggio dei loro confini e delle relazioni ed interazioni che presentano gli uni con gli altri.

### 6.1 I rifiuti come fonte “rinnovabile”: una rivoluzione anche nel lessico?

Il dato positivo, dal quale non si può evidentemente prescindere, è che la produzione energetica derivante dalla termovalorizzazione dei rifiuti è accolta nel programma di incentivazione per l'impiego di fonti rinnovabili, senza riserve e con piena dignità, pur nei limiti e con l'osservanza delle priorità precedentemente illustrate.

Sta bene.

L'interrogativo intellettuale, tuttavia, deve spaziare oltre i confini del dato positivo, per comprendere le ragioni che hanno indotto il Legislatore ad esercitare il ruolo primario delle sue responsabilità, la scelta – Politica per definizione – di indirizzo e quindi l'inclusione di tale attività in quel determinato settore.

Semanticamente, la fonte “rinnovabile” è quella che non si esaurisce con l'uso, ma può essere riutilizzata o destinata ad altri scopi, per un numero indeterminato di volte: il materiale che fornisce l'apporto energetico (cinetico, termico, fotonico, o altro) si rigenera (ed è il caso delle biomasse – legname fresco) o rimane disponibile per altri impieghi (il vento, la marea, etc.) senza subire una trasformazione sostanziale che ne modifichi le caratteristiche o ne determini la scomparsa.

E già in questa illustrazione compaiono luci ed ombre, ché la combustione del legname, in realtà, dal punto di vista della singola porzione di combustibile non rientra nel concetto sopra delineato. Vi appartiene solo in quanto il ciclo naturale dell'arbusto prevede un'alternanza

---

di crescita e potatura – tendenzialmente senza, o con scarso intervento umano o ricorso a sostanze o attività ad impatto ambientale – che dà luogo alla rigenerazione o riproduzione (quindi il rinnovamento) della fonte energetica.

Non è chi non veda, tuttavia, la profonda differenza che separa questa tipologia di fonti energetiche dalle altre più evidentemente “rinnovabili”, come il sole, il vento, le maree. E come, paradossalmente, tale medesima caratteristica le accomuni, invece, ai più tradizionali combustibili fossili, che altro non sono, a ben guardare, se non biomasse invecchiate per un numero travolgente di anni, in condizioni naturali peculiari ed ora dotate di un potenziale energetico ed una versatilità industriale assolutamente incomparabili con il “fresco”.

Né pare utilizzabile, quale elemento di riconduzione, l’impatto ambientale della fonte utilizzata: sia per l’assoluta estraneità del concetto, sempre dal punto di vista linguistico, sia perché, nel nuovo lessico ambientalista, rinnovabile, come verde, significa impatto ambientale tendente a zero. E che nelle biomasse, in forma indiretta, proprio a zero non sembra potersi valutare, dovendosi invece prendere in considerazione un impatto nelle attività sistematiche di semina, coltivazione, potatura del ceduo (in quantità sufficienti a dare giustificazione termica ed economica alla relativa centrale di produzione). Ed il trasporto del ceduo stesso alla centrale assorbe energia, e produce inquinamento, non il contrario, per non dire degli effetti della combustione stessa. Tutta da esaminare, poi, l’impronta ecologica che rimane sul terreno, anche in ottica di lungo termine, dallo sfruttamento del ceduo stesso. Con profili diversi e non paragonabili a quelle fossili, le fonti energetiche “pulite” hanno tutte un impatto ambientale, diretto o indotto, di un certo significato tra cui quello paesaggistico.

Da altro punto di vista, assume rilievo la prospettiva economica alla luce della non eternità delle politiche di incentivazione.

Il mito dell’impatto ambientale zero è un altro che si aggiunge alla manipolazione mediatica per favorire il ricorso alle nuove tecnologie di produzione. Così come il risparmio (nel senso di minor ricorso all’energia, spegnere le luci per consumare meno e quindi inquinare meno) è un suicidio socio-economico, laddove sarebbe da ricercare l’efficienza nell’impiego (minor assorbimento energetico a parità di utilizzo), o la spinta a sostituire integralmente le fonti fossili a favore di quelle rinnovabili (senza tenere in alcun conto i dati su produzione, disponibilità e consumi), anche la pretesa di ottenere energia elettrica “ad impatto zero” non può che essere riguardata come una fola.

Con questo non si intende abdicare alla ricerca ed all’innovazione; né rinunciare alla diversificazione degli approvvigionamenti, anche a prescindere da qualunque considerazione di carattere geo-strategico. Si cerca solo di disincantare le montagne per tentare, invece, un realistico e disincantato approccio alla realtà, facilitandone inquadramento e comprensione. E, dopo le digressioni che ci si vorrà perdonare, colà è opportuno tornare.

La valorizzazione energetica dei rifiuti, alla luce di quanto si è potuto commentare, può legittimarsi quale attività di generazione da fonti rinnovabili solo in marginale misura, dal punto di vista strettamente tecnico ed a fortiori lessicale, neppure per accostamento alle biomasse: perché il rifiuto, di cui pure esiste una enorme quantità in produzione continua, non ha alcuna capacità di rigenerarsi, nel senso d’anzi richiamato. E, se già la coltivazione dei cedui non va esente da rilevanza a fini ecologici, certamente non è priva di impatto la produzione del rifiuto. Ad altre finalità, che non sono la coerenza sistematica, risponde dunque l’inserimento del

---

*waste-to-energy* nel comparto delle fonti rinnovabili. Con le quali ha similitudini e contatti evidenti, ma rispetto alle quali presenta notevoli differenze. Del resto ai predetti fini di tutela ambientale non è forse necessario che la combustione del CDR abbia luogo a temperature particolarmente elevate per prevenire la produzione della temibilissima diossina ed altri sottoprodotti della combustione?

La combustione, a propria volta, residua uno scarto, un rifiuto: che non si può disperdere nell'ambiente, tuttavia, come potremmo fare con le ceneri di un bosco o i resti del *barbecue* domenicale, ma solo conferire in appositi impianti di trattamento e/o stoccaggio. Aspetti secondari del problema, forse. Ma che si può decidere di accantonare solo dopo averne riconosciuto l'esistenza e la portata.

Del rifiuto nella società occidentale contemporanea si può forse parafrasare ciò che Zarathustra predicava per il deserto: i rifiuti aumentano, guai a chi conserva rifiuti<sup>1</sup>. E se bruciarli, ricavandone energia, contribuisce allo scopo, ben venga. Se occorre, per una serie di ragioni, sostenere questo recupero energetico attraverso l'attrazione nell'orbita delle politiche incentivanti, sta bene anche questo, come anche che se ne voglia curare l'immagine nobilitandone la classificazione. Purché sia chiaro che la scelta è Politica, non scientifica. E con le dovute, sottostanti chiarezze.

## **6.2 La funzione socio-economica ed ecologica del rifiuto inteso come scarto del vivere quotidiano**

Il rifiuto, cioè lo scarto del vivere quotidiano, per secoli e millenni è rimasto tale: uno scarto, qualcosa di non (più) utile, un rifiuto, qualcosa che si vuole espungere dal contesto, che non si vuole. E, almeno sino a quando l'industrializzazione non ha iniziato a comportare la presenza di rifiuti non – biodegradabili né l'urbanizzazione ha prodotto masse di rifiuti (e di imballaggi) inusitate in precedenza, il problema di smaltire i rifiuti non si è mai realmente posto.

Sono le innovazioni produttive (solventi, plastiche, etc.) e le concentrazioni urbane a porre la questione – rifiuto, unitamente, s'intende, ad uno sviluppo delle conoscenze e delle coscienze quanto a sensibilità nei confronti del lascito per le generazioni future.

E così lo smaltimento dei rifiuti assume un rilievo socio economico come mai prima, ponendosi su livelli analoghi a quelli della produzione primaria. Diffusa la consapevolezza sul possibile legame tra la prossimità ad una discarica e l'insorgere di problemi epidemiologici nessuno accetta più di avere vicino un sito di stoccaggio, o che il medesimo sorga in relativa prossimità a falde acquifere, e si mettono in discussione anche gli insediamenti esistenti. E così via. Sino alla considerazione che, in ogni caso, la volumetria dei rifiuti che si producono quotidianamente non può continuare a trovare dimora nelle discariche ... e basta.

Prende inizio la campagna per la differenziazione della raccolta e dello smaltimento, finalizzati al riciclaggio. Ma, al di là di programmi redatti a tavolino o isolati casi virtuosi (generalmente

---

<sup>1</sup> "Il deserto cresce, guai a chi alberga deserti!" – F.W. NIETZSCHE, *Così parlò Zarathustra*.

---

riferibili a comunità di relativamente piccole dimensioni), la raccolta e lo smaltimento differenziati costituiscono meno di una cura sintomatica, e non aggrediscono alcuna delle cause del male contro cui si prefiggono di combattere.

La verità è che la civiltà dei consumi industriali sta per essere sommersa dai propri rifiuti. Ci sarebbero, per altre sedi, cospicui speculazioni antropologiche ed etico-escatologiche da innescare sulla base di questa osservazione. Ma esulano dallo spirito di questi appunti.

Viene, invece, in evidenza il dato per cui se il rifiuto non può essere ulteriormente ammassato in discarica né significativamente avviato al riciclaggio, per esso deve trovarsi una nuova e diversa soluzione finale di smaltimento.

Il passaggio successivo è il rilievo che il modello sociale attribuisce all'aspetto economico utilitaristico, confinando nell'orbita pubblicistica tutto quello che non paia suscettibile di profittabilità. Qualunque soluzione che riguardi il problema – rifiuti, dunque, non può che passare alternativamente per un aggravamento delle finanze pubbliche o per gli snodi che ne consentano lo sfruttamento imprenditoriale. Fermi gli ulteriori vincoli relativi al mantenimento dell'economia di mercato, alla sicurezza, etc. E, considerato lo stato di salute, non esattamente florido, delle finanze pubbliche, o l'improponibilità di qualunque ulteriore appesantimento della pressione fiscale, non rimane che la soluzione imprenditoriale.

Scienza e tecnologia, si vuol dire, sono ingredienti necessari, ma nient'affatto sufficienti a comporre il problema. Il recupero energetico del rifiuto, come può ottenersi da processi che alle condizioni fisico – chimiche adeguate ne compiono la trasformazione in ceneri da combustione sfruttando, allo stesso tempo, l'energia termica così sviluppata per la generazione di energia elettrica, esercito nelle dovute condizioni di sicurezza e tutela ambientale, non è allo stato in condizioni di equilibrio economico.

Macchinoso il processo autorizzativo, costosi la realizzazione e l'esercizio dell'impianto, indispensabile l'approvvigionamento a medio-lungo termine del CDR. Che, per quanto possa apparire paradossale stante la natura stessa del problema, cioè la soverchiante produzione di rifiuti, non è immediatamente, o necessariamente, disponibile nei luoghi e nelle quantità sufficienti. Il rifiuto, infatti, dev'essere sottoposto ad un previo trattamento industriale che non solo ne aumenta il costo di smaltimento/recupero, ma rende necessaria un'ulteriore realizzazione impiantistica. Ed il giuoco va in crisi.

È su questo piano che si realizza l'incrocio fra ecologia ed economia, nel nome della Politica (tutela dell'interesse generale): così che, anche a costo di sovvertire le nozioni basilari del lessico, riconduce la fattispecie rifiuto alla categoria fonte rinnovabile e lo rende così qualificato per ricevere i benefici economici e gli incentivi che ne rendono possibile l'autosostentamento e dunque l'appetibilità sul mercato. Un piccolo caso di *doping* industriale.

### **6.3 Il deficit infrastrutturale nel contesto della stabilità delle regole e di una strategia organica e lungimirante**

Se deve ascriversi alla Politica illuminata il merito di aver rivoluzionato il concetto stesso del rifiuto, individuandovi un potenziale valore ed un'utilità sociale così da poter definire le linee

---

di intervento affinché tale valore possa essere estratto e tale utilità sia spiegata in tutti i suoi effetti, non altrettanto può farsi per quella politica più miope che vive di continua emergenza e tralascia l'essenza della propria missione, cioè la progettualità a carattere strategico.

L'investimento in infrastrutture in ogni fase dello sviluppo socio-economico ha rappresentato il seme da cui far germogliare il progresso delle genti. Ed invece, di infrastrutture negli ultimi decenni in Italia se ne sono realizzate assai poche.

Mentre le grandi città sono stritolate dal traffico perché non si è investito in parcheggi e mezzi di trasporto pubblico efficienti, esse sono altresì sepolte dai rifiuti, giacché non si è provveduto per tempo a compiere le scelte necessarie a gestire le fasi precedenti/alternative al conferimento in discarica.

Si potrebbe dire che tra le infrastrutture la cui realizzazione è stata trascurata debba assumere un rilievo primario anche l'infrastruttura culturale: non si è fatta allignare l'idea che alla sempre crescente produzione di rifiuti debba fare seguito una corrispondente capacità di smaltire questi scarti, minimizzandone l'impronta ecologica residua e ottimizzandone il recupero di valore. Si è lasciato che prendessero piede affascinanti teorie imperniate sulla cultura del "no" – che non è più solo il NIMBY – *not in my back yard*, non nel mio giardino, da cui si prese inizio forse dopo il disastro della centrale di Chernobyl: oggi è no assoluto, in condizionato, né qui né altrove. È "no" anche alla domanda se il problema debba in qualche modo riguardare il cittadino. Né il problema né la sua soluzione.

Sorge il dubbio che tali teorie siano a servizio di interessi privatissimi; ma questo, quand'anche comprovato, non giustificherebbe l'inerzia con cui si è deciso di (non) fronteggiarne l'apparire. Determinando una carenza impiantistica ed infrastrutturale, segnatamente nel centro-sud d'Italia, che oggi incide in modo determinante sulla possibilità di fronteggiare l'emergenza rifiuti nelle aree urbane in termini ragionevoli.

Un *deficit* infrastrutturale che non viene certamente agevolato da una evidente instabilità del contesto normativo, circostanza quanto più devastante a fronte di realizzazioni che solo su scala pluriennale possono trovare un livello di redditività che ne giustifichi lo sforzo.

Appare evidente, viepiù confrontando le realtà degli altri Paesi europei, ma anche solo del Settentrione d'Italia, che lo stato attuale delle conoscenze consenta di dare una soluzione al problema rifiuti attraverso le diverse forme del loro smaltimento industriale, spesso a costi marginali per le comunità servite se non addirittura con evidenti benefici pratici, ben al di là del pur fondamentale contributo ambientale.

Ma non altrettanto nelle Regioni centro-meridionali. E forse anche per l'impegno che si è dovuto e si deve continuamente approfondire nella gestione di una teoria di emergenze, delle infrastrutture necessarie al completamento del ciclo dei rifiuti non si parla neppure in termini di programmazione.

Lasciata da parte ogni polemica, non si può non rilevare come la *governance* del sistema sia a livello nazionale che locale non può prescindere dalla programmazione. Che, in termini infrastrutturali, non è esercizio di esoterica difficoltà, e consente margini di rettifica in corso d'opera.

Da un certo punto di vista le infinite emergenze non sono che il frutto della carenza di programmazione – e, certamente, di esecuzione.

Raccolta, spazzamento, trito-vagliatura, trasformazione in CDR, recupero energetico. Le fasi di un ciclo industriale che deve essere considerato unitariamente, e del quale si devono

---

prendere in considerazione tutti gli aspetti, per poi ottenerne gli sperati effetti di carattere sociale ed ambientale, di incremento occupazionale e di generazione reddituale.

Ma la politica di quartiere deve tornare a prendere in considerazione le tematiche di ampio respiro, deve tornare a farsi Politica, lungimirante e strategica, recuperando anche gli strumenti di una programmazione infrastrutturale organica in un contesto stabilizzato di sostenibilità anche economica.

## **6.4 Il ruolo delle fonti rinnovabili nel soddisfare il fabbisogno energetico di una nazione industrializzata**

Pur sempre in punto di programmazione infrastrutturale occorrerà altresì riflettere sull'effettivo ruolo che possono avere le fonti rinnovabili, e fra esse i rifiuti, nel soddisfacimento del fabbisogno energetico degli anni a venire.

L'obiettivo di copertura del 20% del totale entro il 2020 non può che costituire una prima tappa del processo, atteso l'inesorabile esaurimento delle fonti fossili anche indipendentemente dalle catastrofiche quanto infondate previsioni sin qui diffuse, e lasciando da parte la produzione nucleare.

Come non appare suscettibile di confutazione il giudizio per cui le tecnologie attualmente disponibili per la generazione alternativa non potranno mai soddisfare il fabbisogno energivoro di una nazione che aspiri a rimanere nel novero di quelle a maggior tasso di industrializzazione.

Ricerca, sviluppo, ottimizzazione dell'efficienza: queste appaiono essere le linee-guida di un progresso, anche infrastrutturale, cui si dovrà procedere con sollecitudine, dovendosi prima di tutto colmare un *gap* che tutt'ora ci affligge.

# IT IS TIME TO RE-THINK ON ENVIRONMENT, ENERGY AND ECONOMICS (E3)

Antonino Buscemi<sup>1</sup> and Yallwe Alem Hagos<sup>2</sup>

**Abstract:** Il documento sintetizza alcune teorie che relazionano scientificamente Ambiente, Energia ed Economia. Il progetto di seguito descritto fornisce approfondimenti sui problemi teorici e fatti relativi ad inquinanti ambientali e dei suoi effetti sull'economia e l'importanza di basare la produzione energetica dei paesi, su fonti energetiche alternative per soddisfare la crescente domanda di energia elettrica. Inoltre, il documento si prefigge di comparare e confrontare le differenze tra paesi industrializzati e paesi in via di sviluppo, nonché, circa il loro effetto sull'ambiente e sulla loro capacità nella produzione di energia nucleare, il livello di produzione e anche il legame tra scienza ed economia ambientale. Le conclusioni della ricerca ci permetteranno di asserire che i paesi industrializzati non stanno adempiendo ai loro impegni. Il dato rilevante è dato dal fatto che ogni anno circa 7 miliardi di tonnellate di carbonio equivalenti a gas serra nocivi, non dichiarati da parte dei paesi industrializzati, vengono immessi nell'atmosfera. In particolare, la quota degli Stati Uniti è del 24% seguita dal Giappone e dai paesi in via di sviluppo dall'Europa che rappresenta il 26%. Gli altri paesi in via di sviluppo contribuiscono per il 13%, esclusa la Cina. Attualmente soltanto otto stati detengono armi nucleari, mentre, sessanta reattori nucleari sono stati costruiti o sono in fase di realizzazione, oltre quelli già esistenti. Le centrali nucleari in fase di realizzazione, quindi non ancora attive, integreranno la produzione energetica nucleare, per il 17% della capacità esistente, mentre oltre 150 centrali sono in fase di approvazione, quindi, è prevista la realizzazione a breve, che permetterà di produrre un ulteriore 46% della capacità attuale. Sedici paesi dipendono dal nucleare per almeno un quarto della loro elettricità. Tra i paesi sviluppati, la Francia è al primo posto per la produzione di energia dal nucleare, ed ottiene circa tre quarti della sua potenza produttiva da tale tipologia di energia. Nella pianificazione della realizzazione delle centrali nucleari i paesi in via di sviluppo rappresentano una piccolissima quota delle realizzazioni e quindi della produzione mondiale di energia nucleare. Dopo il disastro verificatosi in Giappone, molti paesi hanno modificato gli indirizzi politici relativamente ai tempi e modi di realizzazione della produzione di energia tramite sistemi nucleari. Inoltre, il Parlamento Italiano ha sospeso, per un anno, i lavori di approvazione dei progetti sulla produzione di energia attraverso centrali nucleari.

---

<sup>1</sup> University of Tor Vergata Faculty of Economics-Departement of Economics, Law and Institutions-organized the first and second part.

<sup>2</sup> University of Tor Vergata Faculty of Economics-Departement of Economics, Law and Institutions-organized part three and four.

---

**Abstract:** The paper summarized some theories and facts related to Environment, Energy and Economics. This work paper provides some highlights about the theoretical issues and facts regarding to environmental pollutions and its effect on economy and the importance of relying on other source energy to fulfil the increasing demand of power or electricity. Moreover, the paper also discussed by making comparison between industrialized and developing countries about their effect on environment and their capacity in producing nuclear energy and production level and also the link between environmental science and economics. This paper concluded that the industrialized countries are not fulfilling their commitments. About 7 Billion Metric Tons of carbon equivalent harmful greenhouse gases are omitted by industrialized countries every year and the share of U.S.A is 24% followed by Japan & Developed European Nations which accounts 26%. Whereas developing nations contributes 13% other than china. Currently only eight countries are known to have a nuclear weapons capability and sixty further nuclear power reactors are under construction, equivalent to 17% of existing capacity, while over 150 are firmly planned, equivalent to 46% of present capacity. Sixteen countries depend on nuclear power for at least a quarter of their electricity. From developed countries, France is the first country that gets around three quarters of its power from nuclear energy. Whereas most developing countries under design and some of them have small share as compared to industrialized countries. After the disaster in Japan, many countries have changed policies on the implementation of nuclear power plants. In addition, the Italian Parliament was suspended for one year, the work of approving projects on the production of energy through nuclear power plants.

**Key words:** Environment, Economics, Energy;

**JEL classification:** N5, N7, A12;

**Contents:** Part one: 1. Introduction; Part two: 2. Environmental pollution and protection: 2.1 Environmental Pollution – 2.2 Environmental Pollution by Developed and Developing Countries - 2.2.1 Developed Countries and Pollution - 2.2.2 Developing countries and Pollution; Part three: 3. Economical effects of Environment; Part four: Nuclear Energy 4.1 Nuclear Energy - 4.1.1 Advantage of Using Nuclear Energy - 4.1.2. Disadvantage of Using Nuclear Energy - 4.2 Comparisons among Various Energy Sources - 4.3 Countries Comparison on Generation and Consumption of Nuclear Power - Conclusion.

## **PART ONE**

### **1. Introduction**

Though studies on environmental science are plentifully available, they do not cover the economic content of environment and the possible practicable solutions to protect the earth planet from disaster. Similarly, early economists of the classical and neoclassical regime made specific comments about the significance of nature and environment, but did not include them

---

in their exposition of theories. Today, people all over the world have realized that environment is not just the study of flora and fauna, but a synthesis of study of various branches of knowledge like Science, Economics, Philosophy, Ethics, Anthropology, etc. Therefore, a study of environmental economics calls for a detailed understanding about various environmental factors, their influence in the economy, their functions upon the environment, and their impacts upon the life of the people of the present and future. As the world's population increases and there is continued comparison to the current western European, Japanese, and North American living standards, there is likely to be demand for more electrical power. Energy sources available in the world include coal, nuclear, hydroelectric, gas, wind, solar, refuse-based, and biomass. In addition, fusion had been originally proposed as the long-term source. Because of the cost and environmental factors, the demand for nuclear energy increasing dramatically. As the world's population increases and there is continued comparison to the current western European, Japanese, and North American living standards, there is likely to be demand for more electrical power. Energy sources available in the world include coal, nuclear, hydroelectric, gas, wind, solar, refuse-based and biomass. Today, only eight countries are known to have a nuclear weapons capability. By contrast, 56 operate civil research reactors, and 30 host some 440 commercial nuclear power reactors with a total installed capacity of over 377,000 MWe. The main objective of this paper is to provide update information and facts about the environmental pollution and consumption and design of nuclear energy. The paper organized in the following way. The second part deals on environmental pollution and way of protecting pollution. It also discussed the cause of pollution and major pollutant by taking in to account the level of economic development. The third part mainly discussed about the economical effect of environmental pollution and included the relationship between environmental science, economics and the importance of economics to protect and use of natural resources. The fourth part analyzed the different sources of energy and the importance of nuclear energy. Moreover, it covered the design, production and consumption level of nuclear energy by different countries. The last part, part five, summarized the main issued discussed in each paper.

## **PART TWO**

### **2. Environmental pollution and protection**

#### **2.1 Environmental Pollution**

Climate change will affect the basic elements of life for people around the world access to water, food production, health, and the environment. Hundreds of millions of people could suffer hunger, water shortages and coastal flooding as the world warms. Using the results from formal economic models, the Review estimates that if we don't act, the overall costs and risks of climate change will be equivalent to losing at least 5% of global GDP each year, now and forever. If a wider range of risks and impacts is taken into account, the estimates of damage could rise to 20% of GDP or more. If no action is taken to reduce emissions, the

---

concentration of greenhouse gases in the atmosphere could reach double its pre-industrial level as early as 2035, virtually committing us to a global average temperature rise of over 2 °C. In the longer term, there would be more than a 50% chance that the temperature rise would exceed 5 °C. This rise would be very dangerous indeed; it is equivalent to the change in average temperatures from the last ice age to today. Such a radical change in the physical geography of the world must lead to major changes in the human geography where people live and how they live their lives.

The following are the most Global Environmental Problems that require attention in order to protect our world from damage.

- Global Warming;
- Deforestation and Greenhouse Gas Production;
- Persistent Organic Pollutants (POPs);
- Transboundary Movements of Hazardous Wastes;
- Atmospheric Pollution from Civil and Military Air Craft, other gases (methane, carbon dioxide, nitrogen oxide, sulphur dioxide etc.);
- Wreck of old Satellite and Rockets;
- Radioactive Waste Disposal;
- Chemical and Radiological Weapons.

Environmental impacts raised from the civil technology developments as well as from developments and applications of military technology, whether conventional, nuclear or radiological, they all belong to the global problems. Chemical warfare like agent orange, agent blue, agent purple were used during the Vietnam War, others types of chemicals were applied in Kurdistan, Iraq, Tanganyika, (Africa) South America, Afghanistan etc. In all these areas, health, economical and ecological problems still exist. Let us examine the effects of Depleted Uranium on human and environment.

To deal with global warming and its effect on human and environment, the Kyoto protocol has to be examined closer. The Kyoto conference (protocol)<sup>3</sup> held in February 2005 is understood as annexation of the United Nation Convention about the global emission. The main purpose of this protocol was that the industrialised countries should reduce the harmful greenhouse gas emissions at five percent (5%) below the level of 1990. The reduction process has to be completed by the year 2012. The global warming is due to climate change. According to earth and atmospheric scientists, since 1900 the temperature of our Planet has increased by 0.7 °C (Degree Celsius). With global warming are associated, natural events like floods, hurricanes, that had occurred in the last two or three years in the world. In this context, also rising of sea level and ocean temperature can be mentioned. To protect the environment and promote the exchange of information about Persistent Organic Pollutants (Pops) the UNEP has organised the Stockholm Convention and has established an office known as Ozone Secretariat. The Secretariat deals with matters of the Vienna Convention for the protection of Ozone Layer and the Montreal Protocol on substances that deplete the Ozone Layer. To control trans

---

<sup>3</sup> The Kyoto Protocol was an agreement negotiated by many countries in December 1997 and came into force with Russia's ratification on February 16, 2005.

---

boundary movement of hazardous wastes and to minimise the quantity the Basel Convention was established. Effective action requires a global policy response, guided by a common international understanding of the long-term goals for climate policy and strong frameworks for co-operation. Key elements of future international frameworks should include:

**Emissions trading:**

- Expanding and linking the growing number of emissions trading schemes around the world is a powerful way to promote cost-effective reductions in emissions and to bring forward action in developing countries.
- Strong targets in rich countries could drive flows amounting to tens of billions of dollars each year to support the transition to low-carbon development paths.

**Technology co-operation:**

- Informal co-ordination as well as formal agreements can boost the effectiveness of investments in innovation around the world.
- Globally, support for energy research and development should at least double, and support for the deployment of low-carbon technologies should increase up to five-fold.
- International co-operation on product standards is a powerful way to boost energy efficiency.

**Action to reduce deforestation and Adaptation:** The loss of natural forests around the world contributes more to global emissions each year than the transport sector. Curbing deforestation is a highly cost-effective way to reduce emissions; large-scale international pilot programmes to explore the best ways to do this should get underway very quickly. The poorest countries are most vulnerable to climate change. It is essential that climate change be fully integrated into development policy, and that rich countries honour their pledges to increase support through overseas development assistance. International funding should also support improved regional information on climate change impacts, and research into new crop varieties that will be more resilient to drought and flood.

**The Design and Implementation of Climate Policy:** The design of climate policy should account for international considerations. Kala Krishna uses a general equilibrium model to draw analogies between emission permit restrictions and quotas or other trade restrictions, with effects on output prices, factor prices, and traded quantities. Besides the effects on traded goods, climate policy might create trade in “offsets”, with problems.

## 2.2 Environmental Pollution by Developed and Developing Countries

### 2.2.1 Developed Countries and Pollution

The Earth naturally absorbs incoming solar radiation and emits thermal back into space. Some of the thermal radiation is trapped by certain so-called greenhouse gases in the atmosphere,

---

which increases warming of the Earth's surface and atmosphere; trap some of the thermal radiation. In recent years, carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) a naturally occurring greenhouse gas, has been building up in the atmosphere as a result of human activities burning of fossil fuels (coal, oil and natural gas) and deforestation. Water vapour, methane (CH<sub>4</sub>) Nitrous oxide (N<sub>2</sub>O) and ozone (O<sub>3</sub>) are also naturally occurring greenhouse gases that are mostly human-made include chlorofluorocarbons (CFCs) hydro-chloro-fluorocarbons (HFCs), and sulphur-hexafluoride (SF<sub>6</sub>) Several non-greenhouse gases Carbon monoxide (CO), oxides of nitrogen (NO<sub>x</sub>) and non-methane volatile organic compounds contribute indirectly to the greenhouse effect by producing greenhouse gases during chemical transformations.

In Dec, 1997, a United National summit on global warming was held in Kyoto, Japan, arranged by industrialized countries. Delegates from over 150 nations attended international treaty to set some limits on emission of (CO<sub>2</sub>), CH<sub>4</sub>, HFCs, PFCs and SF<sub>6</sub>, The accord, known as the Kyoto Protocol. Called for an overall reduction in emissions of 5.2% below 1990 levels by the year 2012, significantly below the 15% reduction proposed by the European Union. Under the accord, the 15 EU nations agreed to reductions of 8% The U.S. to 7% and Japan to 6% the under developing countries were permitted to limit their emissions voluntarily. The accord allowed high emissions nations to meet their targets by Purchasing pollution rights nations that have exceeded their goal, although the mechanism for buying and selling such emission permits were not worked out. According to this agreement the industrialized countries agreed to provide 0.8% of their GDP which comes out to be 240 Billion US \$ every year to the developing countries and their own industries to work for environmental protection. The industrialized countries are not full filling their commitments. About 7 Billion Metric Tons of carbon equivalent harmful greenhouse gases are omitted by industrialized countries every year. This quantity does not include carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) absorbed by the forests. The Industrialized countries are responsible for 78% direct environmental pollution as per EPA Washington U.S.A reports . The industrialized countries are exporting their waste by incineration process and pumping in to the atmosphere and the percentage polluting by industrialized countries would be:

1. U.S.A = 24%;
2. Japan & Developed Eu. Nations = 26%;
3. Eastern Europe and former USSR = 15%;
4. China = 13%;
5. India = 9%;
6. Other developing nations = 13%.

The Industrialized Countries are transferring out-dated technologies/processes and equipments to poor developing countries, which do not fulfill their own environmental standards, resulting lot of pollution in those countries. Not only this, they are dumping their hazardous wastes in poor developing countries. Due to lack of education in developing countries, the industrialized nations are exploiting and trying to get the environmental cost from them by various tactics and slogans i.e. Depletion of Ozone layer etc. Where in the industrialized countries are mainly responsible for the environmental pollution, damage to Ozone layer and global warming. The CFC's produced and marketed by industrialized countries like U.S.A. USSR, Japan European Union, Canada, Australia etc; has mainly damaged the Ozone layer. NASA has reported in

---

1995 that human produced CFC,s will continue depleting Ozone layer till 2020. They are not ready to pay its environmental damages cost which is in Trillions of dollars. It is suggested that in the larger interest of global peace and security/protection. The economic pollution may be first eradicated by financing the poor nations and bringing them to equal respectable level without any discrimination of religion, colour, race and region etc. Otherwise no one can protect the globe from nuclear disaster and other wars of terrorism. In the larger interest of global cleanliness the recycling industries in particular should be promoted and the 21st century may be named as recycling century. To protect this Earth globe from environmental pollution, Technologies special grants and interest free financing, by international donor agencies should be provided all over the world with immediate effect on emergency basis for recycling industries.

### **2.2.2 Developing countries and Pollution**

Industrial pollution is a more complicated problem in developing countries than in developed economies. There are greater structural obstacles to preventing and cleaning up pollution. These obstacles are largely economic, because developing countries do not have the resources to control pollution to the extent that developed countries can. On the other hand, the effects of pollution may be very costly to a developing society, in terms of health, waste, environmental degradation, reduced quality of life and clean-up costs in the future. An extreme example is concern for the future of children exposed to lead in some megacities in countries where leaded gasoline is still used, or in the vicinity of smelters. Some of these children have been found to have blood lead levels high enough to impair intelligence and cognition.

Industry in developing countries usually operates short of capital compared to industry in developed countries, and those investment funds that are available are first put into the equipment and resources necessary for production. Capital that is applied toward control of pollution is considered “unproductive” by economists because such investment does not lead to increased production and financial return. However, the reality is more complicated. Investment in control of pollution may not bring an obvious direct return on investment to the company or industry, but that does not mean that there is no return on investment. In many cases, as in an oil refinery, control of pollution also reduces the amount of wastage and increases the efficiency of the operation so that the company does benefit directly. Where public opinion carries weight and it is to the advantage of a company to maintain good public relations, industry may make an effort to control pollution in its own interest. Unfortunately, the social structure in many developing countries does not favour this because the people most negatively affected by pollution tend to be those who are impoverished and marginalized in society. Pollution may damage the environment and society as a whole, but these are “externalized dis-economies” that do not substantially hurt the company itself, at least not economically. Instead, the costs of pollution tend to be carried by society as a whole, and the company is spared the costs. This is particularly true in situations where the industry is critical to the local economy or national priorities, and there is a high tolerance for the damage it causes. One solution would be to “internalize” the external dis-economies by

---

incorporating the costs of clean-up or the estimated costs of environmental damage into the operating costs of the company as a tax. This would give the company a financial incentive to control its costs by reducing its pollution. Virtually no government in any developing country is in a position to do this and to enforce the tax, however.

In practice, capital is rarely available to invest in equipment to control pollution unless there is pressure from government regulation. However, governments are rarely motivated to regulate industry unless there are compelling reasons to do so, and pressure from their citizens. In most developed countries, people are reasonably secure in their health and their lives, and expect a higher quality of life, which they associate with a cleaner environment. Because there is more economic security, these citizens are more willing to accept an apparent economic sacrifice in order to achieve a cleaner environment. However, in order to be competitive in world markets, many developing countries are very reluctant to impose regulation on their industries. Instead, they hope that industrial growth today will lead to a society rich enough tomorrow to clean up the pollution. Unfortunately, the cost of clean-up increases as fast as, or faster than, the costs associated with industrial development. At an early stage of industrial development, a developing country would in theory have very low costs associated with the prevention of pollution, but hardly ever do such countries have the capital resources they need to do so. Later, when such a country does have the resources, the costs are often staggeringly high and the damage has already been done. Industry in developing countries tends to be less efficient than in developed countries. This lack of efficiency is a chronic problem in developing economies, reflecting untrained human resources, the cost of importing equipment and technology, and the inevitable wastage that occurs when some parts of the economy are more developed than others.

This inefficiency is also based in part on the need to rely on outdated technologies which are freely available, do not require an expensive licence or that do not cost as much to use. These technologies are often more polluting than the state-of-the-art technologies available to industry in developed countries. An example is the refrigeration industry, where the use of chlorofluorocarbons (CFCs) as refrigerant chemicals is much cheaper than the alternatives, despite the serious effects of these chemicals in depleting ozone from the upper atmosphere and thereby reducing the earth's shield from ultraviolet radiation; some countries had been very reluctant to agree to prohibit the use of CFCs because it would then be economically impossible for them to manufacture and purchase refrigerators. Technology transfer is the obvious solution, but companies in developed countries who developed or hold the licence for such technologies are understandably reluctant to share them. They are reluctant because they spent their own resources developing the technology, wish to retain the advantage they have in their own markets by controlling such technology, and may make their money from using or selling the technology only during the limited term of the patent. Another problem faced by developing countries is lack of expertise in and awareness of the effects of pollution, monitoring methods and the technology of pollution control. There are relatively few experts in the field in developing countries, in part because there are fewer jobs and a smaller market for their services even though the need may actually be greater. Because the market for pollution control equipment and services may be small, this expertise and technology may have to be imported, adding to the costs. General recognition of the problem by managers and supervisors in industry may be lacking or very low. Even when an engineer, manager or

---

supervisor in industry realizes that an operation is polluting, it may be difficult to persuade others in the company, their bosses or the owners that there is a problem that must be solved. Industry in most developing countries competes at the low end of international markets, meaning that it produces products that are competitive on the basis of price and not quality or special features. Few developing countries specialize in making very fine grades of steel for surgical instruments and sophisticated machinery, for example. They manufacture lesser grades of steel for construction and manufacturing because the market is much larger, the technical expertise required to produce it is less, and they can compete on the basis of price as long as the quality is good enough to be acceptable. Pollution control reduces the price advantage by increasing the apparent costs of production without increasing output or sales. The central problem in developing countries is how to balance this economic reality against the need to protect their citizens, the integrity of their environment, and their future, realizing that after development the costs will be even higher and the damage may be permanent.

## **PART THREE**

### **3. Economical effects of Environment**

Environmental economics is the subset of economics that is concerned with the efficient allocation of environmental resources. The environment provides both a direct value as well as raw material intended for economic activity, thus making the environment and the economy interdependent. For that reason, the way in which the economy is managed has an impact on the environment which, in turn, affects both welfare and the performance of the economy. One of the best known critics of traditional economic thinking about the environment is Herman Daly<sup>4</sup>. In his first book, *Steady-State Economics*, Daly suggested that “enough is best,” arguing that economic growth leads to environmental degradation and inequalities in wealth. He asserted that the economy is a subset of our environment, which is finite. Therefore his notion of a steady-state economy is one in which there is an optimal level of population and economic activity which leads to sustainability. Daly calls for a qualitative improvement in people’s lives – development – without perpetual growth. Today, many of his ideas are associated with the concept of sustainable development.

Environmental economics takes into consideration issues such as the conservation and valuation of natural resources, pollution control, waste management and recycling, and the efficient creation of emission standards. Economics is an important tool for making decisions about the use, conservation, and protection of natural resources because it provides information about choices people make, the costs and benefits of various proposed measures, and the likely outcome of environmental and other policies. Since resources –whether human, natural, or monetary – are not infinite, these public policies are most effective when they achieve the maximum possible benefit in the most efficient way. Therefore, one job of policymakers is to

---

<sup>4</sup> Human Daly, *The ecological economics perspective*, p. 253.

understand how resources can be utilized most efficiently in order to accomplish the desired goals by weighing the costs of various alternatives to their potential benefits. In competitive markets, information exists about how much consumers value a particular good because we know how much they are willing to pay. When natural resources are involved in the production of that particular good, there may be other factors – scarcity issues, the generation of pollution – that are not included in its production cost. In these instances, scarcity issues or pollution become externalities, costs that are external to the market price of the product. If these full costs were included, the cost of the good may be higher than the value placed on it by the consumer. A classic example of an externality is discussed in Garrett Hardin’s Tragedy of the Commons, which occurs in connection to public commons or resources-areas that are open and accessible to all, such as the seas or the atmosphere. Hardin observed that individuals will use the commons more than if they had to pay to use them, leading to overuse and possibly to increased degradation. There are three general schools of thought associated with reducing or eliminating environmental externalities. Most welfare economists believe that the existence of externalities is sufficient justification for government intervention, typically involving taxes and often referred to as Pigovian taxes after economist Arthur Pigou (1877-1959) who developed the concept of economic externalities<sup>5</sup>. Market economists tend to advocate the use of incentives to reduce environmental externalities, rather than command-and control approaches, because incentives allow flexibility in responding to problems rather than forcing a singular approach on all individuals. Free market economists focus on eliminating obstacles that prevent the market from functioning freely, which they believe would lead to an optimal level of environmental protection and resource use. The key objective of environmental economics is to identify those particular tools or policy alternatives that will move the market toward the most efficient allocation of natural resources.



Graph 1: an economic view of the environment<sup>6</sup>.

<sup>5</sup> Environmental economics, The essential, Vol. I p.21.

<sup>6</sup> Environmental economics, The essential, Vol. I p. 7.

---

Environmental and energy policy can affect employment, productivity, and growth, as well as emissions and overall economic welfare. Alternative policies differ in terms of these effects, and therefore deserve study. These policies certainly affect the price and availability of natural resources, including fisheries, land, water, and petroleum. Policies for environmental protection may affect the benefit or value of ecosystem services. A major economic impact of environmental policies is their overall cost. Because air quality varies through the course of the year, costs can be reduced by limiting driving more on high-zone days, for example by selling fewer permits to drive on those days. Absent coordinated and harmonized global climate change policy, emissions regulation imposed in one jurisdiction may lead to increases in emissions in other jurisdictions that are less stringently regulated.

One must also distinguish between energy efficiency and economic efficiency. Maximizing economic efficiency—typically operationalized as maximizing net benefits to society—is generally not going to imply maximizing energy efficiency, which is a physical concept and comes at a cost. An important issue arises, however, regarding whether private economic decisions about the level of energy efficiency chosen for products are economically efficient. This will depend on the economic efficiency of the market conditions the consumer faces (e.g., energy prices, information availability) as well as the economic behavior of the individual decision maker (e.g., cost-minimizing behavior). The global nature of climate change makes an economic analysis more complex than for any other local or regional environmental pollution problem. In addition, the fact that the impacts of climate change will not necessarily be felt immediately, but rather sometime in the future, complicates the analysis. Economic analysis of a problem with such a long time horizon will be highly dependent on what assumptions are made about the preferences of future generations. This study is neither global nor dynamic in scope, which means that we avoid some of the problems with an economic analysis.

Even if our analysis is not global or dynamic in scope, it does not mean that no difficulties remain. A careful economic analysis of climate change requires that all kinds of economic values associated with affected environmental systems are addressed. Natural systems provide goods and services that have value for society. In addition, certain attributes of an ecosystem, for example biodiversity, can be valuable because local people and/or people living further away value the fact that certain species exist. Values associated with the functioning of ecosystems can be divided into *use values* as well as *non-use values*, where the first type concerns the direct use of a natural resource and the second type refers to the *option value* for future use or even the *existence value* of just knowing that a resource exists. Use values can be further divided into *consumptive* and *non-consumptive* values. Consumptive use values could, for example, be the value of harvesting a resource such as timber, fish or trophy hunting tourism activities, or the value of production from agricultural land use. Non-consumptive use values are obtained without directly affecting the natural resource. They include recreation and wildlife viewing tourism activities. Within both the use and non-use categories, some values are hard to capture because markets for these ecosystem attributes do not exist. An example of a non-marketed use value could be the collection of firewood from forests. This activity can be very important for the livelihoods of rural households, but such values are typically not included in traditional national accounts. Non-use values are almost always non-marketed

---

values, like for example the value people place on the conservation of an endangered species. To assess the total value of a natural resource or an ecosystem, all the values described above should be recognized. This is not an easy task, and as a result, most current economic studies considering climate change impacts are partial studies that concentrate on a specific area, such as agricultural impacts, and focus on the impacts that are reflected in the national accounts.

## PART FOUR

# Nuclear Energy

## 4.1 Nuclear Energy

Nuclear energy is released from the nucleus of an atom. Nuclear reactions like fusion (when two atomic nuclei combine to form a single heavy nucleus) and fission (when a single heavy nucleus splits into two smaller nuclei), release very high amounts of energy. The mass of an atom gets converted into energy. Einstein's famous equation helps to calculate the amount of energy released during a nuclear reaction. This equation is given as:

$$E = mc^2$$

where, **E** is energy, **m** is mass, and **c** is the speed of light in vacuum. The energy released, is the result of the differences in the total mass of the participating elements, before and after the reaction. The process is a chain reaction and energy is released, until the atom becomes stable.

Nuclear energy, also called as atomic energy, was first discovered by French scientist Henri Becquerel in 1896. Nuclear energy is used as a power source. Nuclear reactors are the devices that initiate and control nuclear chain reactions. They are used as sources for generation of nuclear power. Currently, the fission process is prominently carried out in most of the nuclear reactors to generate energy. Uranium (U-235) is used as fuel for nuclear reactors because its atoms split very easily. Fission reaction generates heat which helps boiling of water and produces steam. The pressurized steam moves the steam turbines, resulting in the production of electricity. Nuclear energy has been proposed as an answer to the need for a clean energy source as opposed to (CO<sub>2</sub>)-producing plants. Nuclear energy is not necessarily a clean energy source. The effects nuclear energy have on the environment pose serious concerns that need to be considered, especially before the decision to build additional nuclear power plants is made. Essentially, nuclear power seems quite simple. Nuclear fission heats water to generate steam, the steam turns turbines connected to a generator which in turn produces electrical power. Nuclear fission is the splitting of atoms, a process in which a great deal of energy in the form of heat is produced. Where things get complex are the controls and resources needed to keep the fission reaction safe.

---

## 4.1.1 Advantage of Using Nuclear Energy <sup>7</sup>

**Carbon Dioxide:** Nuclear power has been called a clean source of energy because the power plants do not release carbon dioxide. While this is true, it is deceiving. Nuclear power plants may not emit carbon dioxide during operation, but high amounts of carbon dioxide are emitted in activities related to building and running the plants. Nuclear power plants use uranium as fuel. The process of mining uranium releases high amounts of carbon dioxide into the environment. Carbon dioxide is also released into the environment when new nuclear power plants are built. Finally, the transport of radioactive waste also causes carbon dioxide emissions.

**Low Level Radiation:** Nuclear power plants constantly emit low levels of radiation into the environment. There is a differing of opinion among scientists over the effects caused by constant low levels of radiation. Various scientific studies have shown an increased rate of cancer among people who live near nuclear power plants. Long-term exposure to low level radiation has been shown to damage DNA. The degree of damage low levels of radiation cause to wildlife, plants and the ozone layer is not fully understood. More research is being done to determine the magnitude of effects caused by low levels of radiation in the environment.

**Water Use and Environmental Stewardship:** The large-scale generation of electricity and the large-scale production of usable water are interdependent. Water use is one of several interrelated environmental considerations that need to be analyzed together when considering electricity generation.

**Sustainable Development and Ecology:** Nuclear energy has a vital role to play in providing clean energy for sustainable economic development around the world. Nuclear energy has one of the lowest impacts on the environment of any energy source because it does not emit air pollution, isolates its waste from the environment and requires a relatively small amount of land.

**Clean Electricity for Transportation:** Research is under way to reduce air emissions from the transportation sector by developing electric vehicles that can run farther and longer between charges. Clean electricity from nuclear plants can make these vehicles truly “clean”.

## 4.1.2. Disadvantage of Using Nuclear Energy<sup>8</sup>

The major disadvantage of nuclear power is safety. Proponents would argue that despite the two notorious nuclear accidents, nuclear energy still has a very good track record. That actually is correct, but like airplanes versus cars, the magnitude of a problem when it occurs however infrequently compounds the public perception of risk. For example, it is known that airplanes have a better safety record than automobiles, but when there is a plane crash

---

<sup>7</sup> Nuclear energy-the future climate, June 1999, pp.10-14.

<sup>8</sup> Nuclear energy-the future climate, June 1999, pp. 10-14.

---

it is a disaster and grabs headlines. Car crashes are so common that they are not even news. Similarly, any problem with nuclear power is a big issue and garners major media coverage.

**Nuclear Proliferation:** Proliferation is the spread of nuclear weapons to unreliable owners - a disadvantage of nuclear power. Increasingly proliferation is becoming the prime disadvantage. This is because it is an unfortunate reality of the world that a lot of governments cannot be considered reliable or trustworthy with dangerous substances, and increasingly it is feasible for them to develop nuclear weapons. In a world where freedoms and equality have been attacked, it becomes of concern that such governments might possess nuclear weaponry, or that non-governmental organizations like terrorist groups might use nuclear bombs to serve some twisted political agenda. In the cold war period, nuclear weapons were only accessible to generally predictable powers, whether the United States or Soviet Union, or the U.K. or reportedly Israel. However, with the fragmentation and realignment following the end of the cold war increasingly weapon technology has found its way to less predictable powers.

**Nuclear Waste Disposal:** Another disadvantage of nuclear energy is disposal of the spent fuel rods. They remain radioactive literally for hundreds if not thousands of years. So they must be disposed of in a secure nuclear waste disposal facility. Naturally nobody wants a nuclear waste dump in their backyard, so location of a suitable long-term storage has bedeviled the industry for years.

**Radioactive Waste:** Radioactive waste is a huge concern. Waste from nuclear power plants can remain active for hundreds of thousands of years. Currently, much of the radioactive waste from nuclear power plants has been stored at the power plant. Due to space constraints, eventually the radioactive waste will need to be relocated.

There are several issues with burying the radioactive waste. Waste would be transported in large trucks. In the event of an accident, the radioactive waste could possibly leak. Another issue is uncertainty about whether the casks will leak after the waste is buried. There is no current solution to deal with the issue of radioactive waste. Some scientists feel that the idea of building more nuclear power plants and worrying about dealing with the waste later has the potential of a dangerous outcome.

**Cooling Water System:** Cooling systems are used to keep nuclear power plants from overheating. There are two main environmental problems associated with nuclear power plant cooling systems. First, the cooling system pulls water from an ocean or river source. Fish are inadvertently captured in the cooling system intake and killed. Second, after the water is used to cool the power plant, it is returned to the ocean or river. The water that is returned is approximately 25 degrees warmer than the water was originally. The warmer water kills some species of fish and plant life.

**Nuclear Power Plant Accidents and Terrorism:** According to the Union of Concerned Scientists, regulated safety procedures are not being followed to ensure that nuclear power plants are safe. Even if all safety precautions are followed, it is no guarantee that a nuclear power plant accident will not occur. If a nuclear power plant accident occurs, the environment and surrounding people could be exposed to high levels of radiation. Terrorism threats are another concern that needs to be addressed. A satisfactory plan to protect nuclear power plants from terrorism is not in place.

## 4.2 Comparisons among Various Energy Sources

As the world's population increases and there is continued comparison to the current western European, Japanese, and North American living standards, there is likely to be demand for more electrical power. Energy sources available in the world include coal, nuclear, hydroelectric, gas, wind, solar, refuse-based, and biomass. In addition, fusion had been originally proposed as the long-term source. Every form of energy generation has advantages and disadvantages as shown in the table below.

SOURCES	ADVANTAGE	DISADVANTAGE
<b>Coal</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inexpensive</li> <li>• Easy to recover (in U.S. and Russia)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requires expensive air pollution controls (e.g. mercury, sulphur dioxide)</li> <li>• Significant contributor to acid rain and global warming</li> <li>• Requires extensive transportation system</li> </ul>
<b>Nuclear</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fuel is inexpensive</li> <li>• Energy generation is the most concentrated source</li> <li>• Waste is more compact than any source</li> <li>• Extensive scientific basis for the cycle</li> <li>• Easy to transport as new fuel</li> <li>• No greenhouse or acid rain effects</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requires larger capital cost because of emergency, containment, radioactive waste and storage systems</li> <li>• Requires resolution of the long-term high level waste storage issue in most countries</li> <li>• Potential nuclear proliferation issue</li> </ul>
<b>Hydroelectric</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Very inexpensive once dam is built</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Very limited source since depends on water elevation</li> <li>• Many dams available are currently exist (not much of a future source[depends on country])</li> <li>• Dam collapse usually leads to loss of life</li> <li>• Dams have affected fish (e.g. salmon runs)</li> <li>• Environmental damage for areas flooded (backed up) and downstream</li> </ul>
<b>Gas / Oil</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Good distribution system for current use levels</li> <li>• Easy to obtain (sometimes)</li> <li>• Better as space heating energy source</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Very limited availability as shown by shortages during winters several years ago</li> <li>• Could be major contributor to global warming</li> <li>• Very expensive for energy generation</li> <li>• Large price swings with supply and demand</li> <li>• Liquefied Natural Gas storage facilities and gas transmission systems have met opposition from environmentalists.</li> </ul>
<b>Wind</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wind is free if available.</li> <li>• Good source for periodic water pumping demands of farms as used earlier in 1900's</li> <li>• Generation and maintenance costs have decreased significantly. Wind is proving to be a reasonable cost renewable source.</li> <li>• Well suited to rural areas. Examples include Mid-Columbia areas of Oregon and Washington, western Minnesota, Atlantic Ocean off Cape Cod</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Need 3x the amount of installed generation to meet demand</li> <li>• Limited to windy areas.</li> <li>• Limited to small generator size; need many towers.</li> <li>• Highly climate dependent - wind can damage equipment during windstorms or not turn during still summer days.</li> <li>• May affect endangered birds, however tower design can reduce impact.</li> </ul>

<b>Solar</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sunlight is free when available</li> <li>• Costs are dropping.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Limited to southern areas of U.S. and other sunny areas throughout the world (demand can be highest when least available, e.g. winter solar heating)</li> <li>• Does require special materials for mirrors/panels that can affect environment</li> <li>• Current technology requires large amounts of land for small amounts of energy generation</li> </ul>
<b>Biomass</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Industry in its infancy</li> <li>• Could create jobs because smaller plants would be used</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inefficient if small plants are used</li> <li>• Could be significant contributor to global warming because fuel has low heat content</li> </ul>
<b>Refuse Based Fuel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fuel can have low cost</li> <li>• Could create jobs because smaller plants would be used</li> <li>• Low sulfur dioxide emissions</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inefficient if small plants are used</li> <li>• Could be significant contributor to global warming because fuel has low heat content</li> <li>• Flyash can contain metals as cadmium and lead</li> <li>• Contain dioxins and furans in air and ash releases</li> </ul>
<b>Hydrogen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Combines easily with oxygen to produce water and energy</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Very costly to produce</li> <li>• Takes more energy to produce hydrogen than energy that could be recovered.</li> </ul>
<b>Fusion</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hydrogen and tritium could be used as fuel source</li> <li>• Higher energy output per unit mass than fission</li> <li>• Low radiation levels associated with process than fission-based reactors</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Breakeven point has not been reached after ~40 years of expensive research and commercially available plants not expected for at least 35 years.</li> </ul>

Table 1: Different sources of energy.

### 4.3 Countries Comparison on Generation and Consumption of Nuclear Power

Today, only eight countries are known to have a nuclear weapons capability. By contrast, 56 operate civil research reactors, and 30 host some 440 commercial nuclear power reactors with a total installed capacity of over 377,000 MWe . This is more than three times the total generating capacity of France or Germany from all sources. Over 60 further nuclear power reactors are under construction, equivalent to 17% of existing capacity, while over 150 are firmly planned, equivalent to 46% of present capacity. Sixteen countries depend on nuclear power for at least a quarter of their electricity. France gets around three quarters of its power from nuclear energy, while Belgium, Bulgaria, Czech Republic, Hungary, Slovakia, South Korea, Sweden, Switzerland, Slovenia and Ukraine get one third or more. Japan, Germany and Finland get more than a quarter of their power from nuclear energy, while in the USA one fifth is from nuclear. Among countries which do not host nuclear power plants, Italy gets about 10% of its power from nuclear, and Denmark about 8%.

As nuclear power plant construction returns to the levels reached during the 1970s and 1980s, those now operating are producing more electricity. In 2007, production was 2608 billion

---

kWh. The increase over the six years to 2006 (210 TWh) was equal to the output from 30 large new nuclear power plants.

Yet between 2000 and 2006 there was no net increase in reactor numbers (and only 15 GWe in capacity). The rest of the improvement is due to better performance from existing units. In 2007 performance dropped back by 50 TWh due to plant closures in Germany, UK and Japan. In a longer perspective, from 1990 to 2006, world capacity rose by 44 GWe (13.5%, due both to net addition of new plants and up rating some established ones) and electricity production rose 757 billion kWh (40%).

The relative contributions to this increase were: new construction 36%, up rating 7% and availability increase 57%. One quarter of the world's reactors have load factors of more than 90%, and nearly two thirds do better than 75%, compared with about a quarter of them in 1990. For 15 years Finnish plants topped the performance tables, but the USA now dominates the top 25 positions, followed by Japan and South Korea. US nuclear power plant performance has shown a steady improvement over the past twenty years, and the average load factor now stands at around 90%, up from 66% in 1990 and 56% in 1980. This places the USA as the performance leader with nearly half of the top 25 reactors, the 25th achieving more than 98%. The USA accounts for nearly one third of the world's nuclear electricity. In 2009 and 2010 nine countries averaged better than 80% load factor, while French reactors averaged 73%, despite many being run in load-following mode, rather than purely for base-load power. Some of these figures suggest near-maximum utilization, given that most reactors have to shut down every 18-24 months for fuel change and routine maintenance. In the USA this used to take over 100 days on average but in the last decade it has averaged about 40 days. Another performance measure is unplanned capability loss, which in the USA has for the last few years been below 2%.

## **PART FIVE**

### **Conclusion**

Our planet earth differs from other planets in having an environment. The biosphere in which we live has its sustenance in oxygen, nitrogen, carbon dioxide, argon and water vapor. All these are well balanced to ensure a healthy life in the world. As we know environmental pollution should not be the concern of specific organization or country and could not be one time campaign. It requires a great deal of effort from each country to restore the polluted environment and to keep it for long-time. However, the degree of polluting by continent is not the same. For example, the industrialized countries about 7 Billion Metric Tons of carbon equivalent harmful greenhouse gases are emitted by industrialized countries every year. This quantity does not include carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) absorbed by the forests.

The Industrialized countries are responsible for 78% direct environmental pollution as per EPA Washington U.S.A reports. Industrial pollution is a more complicated problem in developing countries than in developed economies. Moreover, the effects of polluted environment by industrialized countries are greater structural obstacles to preventing and

---

cleaning up pollution. These obstacles are largely economic, because developing countries do not have the resources to control pollution to the extent that developed countries can. On the other hand, the effects of pollution may be very costly to a developing society, in terms of health, waste, environmental degradation, reduced quality of life and clean-up costs in the future. An extreme example is concern for the future of children exposed to lead in some megacities in countries where leaded gasoline is still used, or in the vicinity of smelters. Some of these children have been found to have blood lead levels high enough to impair intelligence and cognition. Industry in developing countries usually operates short of capital compared to industry in developed countries, and those investment funds that are available are first put into the equipment and resources necessary for production.

The use of nuclear energy for the production of electricity is not only an appropriate alternative for industrialized countries; it is becoming the preferred choice for developing countries that do not have natural energy resources in their own territory. This is particularly true of countries within the Pacific Rim. The reliable and economic electricity from their nuclear power plants has been a significant factor in the development of the strong economies of countries such as China, India and South Korea. Moreover, other less developed nations should also rethink other sources of energy like nuclear energy in order to bring sustainable development and to satisfy the growing demand of energy. Developed countries like France get 76% of its electricity from nuclear power, Lithuania, which gets 73% and Belgium, which gets 54%, rely most heavily on nuclear energy. Sixteen countries rely on nuclear energy to provide more than one-quarter of their electricity supply. The United States has the largest nuclear generating capacity in the world with 104 reactors in operation, generating almost 20% of the power required by Americans.

## References

- Arnell, N. W. (1999) 'Climate change and global water resources' *Global Environmental Change* 9: S31-S50.
- Arnell, N. W. (2004) 'Climate change and global water resources: SRES emissions and socioeconomic scenarios' *Global Environmental Change* 14: 31–52.
- Bushnell J. B., "The Economics of Carbon Offsets", NBER Working Paper No. 16305, August 2010.
- Gedion G., *Environmental Issues Problems and Solutions*.
- Levinson A., "Technology, International Trade, and Pollution from U.S. Manufacturing", NBER Working Paper No. 13616, November 2007, and *American Economic Review*, 99(5), December 2009, pp. 2177-92.
- Mansur E. T., "Upstream versus Downstream Implementation of Climate Policy", NBER Working Paper No. 16116, June 2010.
- Popp D. and Newell R. G., "Where Does Energy R&D Come From? Examining Crowding Out from Environmentally-Friendly R&D", NBER Working Paper No. 15423, October 2009.

Rausch S., Metcalf G. E., Reilly J. M., and Paltsev S., “Distributional Implications of Alternative U.S. Greenhouse Gas Control Measures”, NBER Working Paper No. 16053, June 2010, and The B.E. Journal of Economic Analysis & Policy, 10(2).

Reid H., Sahlén L., Stage J., MacGregor J., The Economic Impact of Climate Change in Namibia, November 2007

Sigman H., “Monitoring and Enforcement of Climate Policy”, NBER Working Paper No. 16121, June 2010.

Smith V. K., “How Can Policy Encourage Economically Sensible Climate Adaptation?” NBER Working Paper No. 16100, June 2010.

## Appendix

This table includes only those future reactors envisaged in specific plans and proposals and expected to be operating by 2030. Longer-range estimates based on national strategies, capabilities and needs may be found in the WNA Nuclear Century Outlook. The WNA country papers linked to this table cover both areas: near-term developments and the prospective long-term role for nuclear power in national energy policies.

COUNTRY	NUCLEAR ELECTRICITY GENERATION 2009		REACTORS OPERABLE 1 Mar 2011		REACTORS UNDER CONSTRUCTION 1 Mar 2011		REACTORS PLANNED March 2011		REACTORS PROPOSED March 2011		URANIUM REQUIRED 2011
	billion kWh	% e	No.	MWe net	No.	MWe gross	No.	MWe gross	No.	MWe gross	tonnes U
Argentina	7.6	7.0	2	935	1	745	2	773	1	740	208
Armenia	2.3	45	1	376	0	0	1	1060			56
Bangladesh	0	0	0	0	0	0	2	2000	0	0	0
Belarus	0	0	0	0	0	0	2	2000	2	2000	0
Belgium	45	51.7	7	5943	0	0	0	0	0	0	1052
Brazil	12.2	3.0	2	1901	1	1405	0	0	4	4000	311
Bulgaria	14.2	35.9	2	1906	0	0	2	1900	0	0	275
Canada	85.3	14.8	18	12679	2	1500	3	3300	3	3800	1884
Chile	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4400	0
China	65.7	1.9	13	10234	27	29790	50	57830	110	108000	4402
Czech Republic	25.7	33.8	6	3722	0	0	2	2400	1	1200	680
Egypt	0	0	0	0	0	0	1	1000	1	1000	0
Finland	22.6	32.9	4	2721	1	1700	0	0	2	3000	468
France	391.7	75.2	58	63130	1	1720	1	1720	1	1100	9221
Germany	127.7	26.1	17	20339	0	0	0	0	0	0	3453
Hungary	14.3	43	4	1880	0	0	0	0	2	2200	295
India	14.8	2.2	20	4385	5	3900	18	15700	40	49000	1053
Indonesia	0	0	0	0	0	0	2	2000	4	4000	0
Iran	0	0	0	0	1	1000	2	2000	1	300	150
Israel	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1200	0

COUNTRY	NUCLEAR ELECTRICITY GENERATION 2009		REACTORS OPERABLE 1 Mar 2011		REACTORS UNDER CONSTRUCTION 1 Mar 2011		REACTORS PLANNED March 2011		REACTORS PROPOSED March 2011		URANIUM REQUIRED 2011
	billion kWh	% e	No.	MWe net	No.	MWe gross	No.	MWe gross	No.	MWe gross	tonnes U
Italy	0	0	0	0	0	0	0	0	10	17000	0
Japan	263.1	28.9	55	47348	2	2756	12	16538	1	1300	8195
Jordan	0	0	0	0	0	0	1	1000			0
Kazakhstan	0	0	0	0	0	0	2	600	2	600	0
Korea DPR (North)	0	0	0	0	0	0	0	0	1	950	0
Korea RO (South)	141.1	34.8	21	18675	5	5800	6	8400	0	0	3586
Lithuania	10.0	76.2	0	0	0	0	0	0	1	1700	0
Malaysia	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1200	0
Mexico	10.1	4.8	2	1600	0	0	0	0	2	2000	247
Netherlands	4.0	3.7	1	485	0	0	0	0	1	1000	107
Pakistan	2.6	2.7	2	400	1	300	2	600	2	2000	68
Poland	0	0	0	0	0	0	6	6000	0	0	0
Romania	10.8	20.6	2	1310	0	0	2	1310	1	655	175
Russia	152.8	17.8	32	23084	10	8960	14	16000	30	28000	3757
Slovakia	13.1	53.5	4	1816	2	880	0	0	1	1200	267
Slovenia	5.5	37.9	1	696	0	0	0	0	1	1000	145
South Africa	11.6	4.8	2	1800	0	0	0	0	6	9600	321
Spain	50.6	17.5	8	7448	0	0	0	0	0	0	1458
Sweden	50.0	34.7	10	9399	0	0	0	0	0	0	1537
Switzerland	26.3	39.5	5	3252	0	0	0	0	3	4000	557
Thailand	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5000	0
Turkey	0	0	0	0	0	0	4	4800	4	5600	0
Ukraine	77.9	48.6	15	13168	0	0	2	1900	20	27000	2037
UAE	0	0	0	0	0	0	4	5600	10	14400	0
United Kingdom	62.9	17.9	19	10962	0	0	4	6680	9	12000	2235
USA	798.7	20.2	104	101229	1	1218	9	11662	23	34000	19427
Vietnam	0	0	0	0	0	0	2	2000	12	13000	0
<b>WORLD**</b>	<b>2560</b>	<b>14</b>	<b>443</b>	<b>377,750</b>	<b>62</b>	<b>64,374</b>	<b>158</b>	<b>176,773</b>	<b>324</b>	<b>368,295</b>	<b>68,971</b>
	billion kWh	% e	No.	MWe	No.	MWe	No.	MWe	No.	MWe	tonnes U
	NUCLEAR ELECTRICITY GENERATION <sup>9</sup>		REACTORS OPERATING <sup>10</sup>		REACTORS BUILDING		ON ORDER or PLANNED		PROPOSED		URANIUM REQUIRED

Table 2: Comparison among countries on production of electricity, reactors operating and reactors building.

<sup>9</sup> International Atomic Energy Association 3 may 10 report.

<sup>10</sup> World Nuclear Association – 1<sup>^</sup> march 2009 annual report.

