

ENEA

Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente

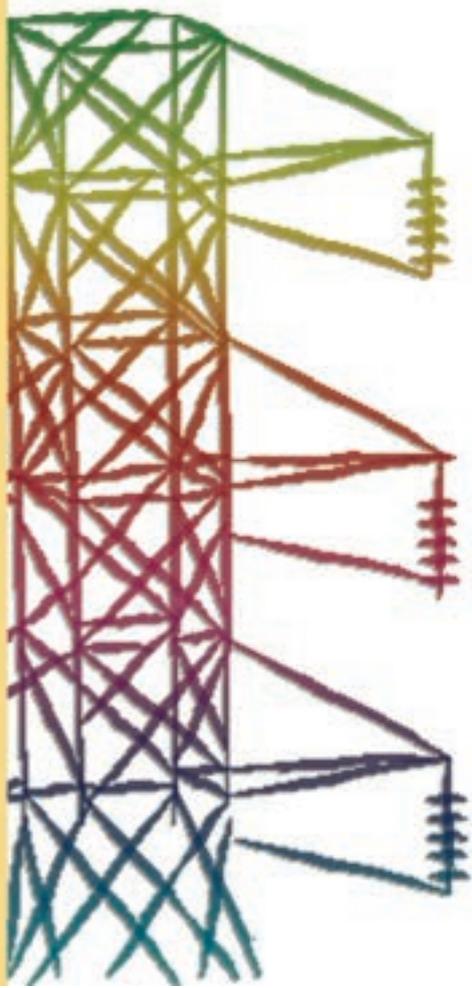


Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Guida alla legislazione sull'energia

D. Di Santo, G. Tomassetti, D. Forni



Report RSE/2009/113



Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Guida alla legislazione sull'energia

D. Di Santo, G. Tomassetti, D. Forni

GUIDA ALLA LEGISLAZIONE SULL'ENERGIA

D. Di Santo, G. Tomassetti, D. Forni (Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia – FIRE)

Marzo 2009

Report Ricerca Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Area: Usi finali

Tema: Sviluppo di linee guide e indici di riferimento per il legislatore

Responsabile Tema: Gaetano Fasano, ENEA

INDICE

Parte I La legislazione nazionale	7
1. I provvedimenti nazionali di riferimento	7
1.1. Premessa	7
1.2. Il quadro di riferimento	8
1.3. I principali attori del processo decisionale	8
1.3.1. Siti internet di interesse	9
1.4. Le tipologie di provvedimenti	10
1.5. La legislazione di riferimento	10
1.6. Elenco dei provvedimenti principali	12
1.6.1. Leggi e decreti	12
1.6.2. Delibere dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas	18
1.7. Le fonti di informazione e di aggiornamento	19
1.8. Siti internet di interesse	19
2. Il mercato dell'energia liberalizzato	21
2.1. Il settore elettrico dal monopolio alla concorrenza: un po' di storia	21
2.2. Le motivazioni alla base della liberalizzazione del mercato elettrico	21
2.2.1. Le problematiche della privatizzazione	22
2.3. Gli aspetti salienti della liberalizzazione del mercato elettrico	22
2.3.1. La borsa elettrica	25
2.4. La liberalizzazione del mercato del gas naturale	27
2.4.1. Il Decreto Letta, D. Lgs. 164/00	28
2.5. Tariffe e prezzi	28
2.5.1. La delibera AEEG 138/03	29
3. Gli organismi e gli attori del settore dell'energia	31
3.1. Ministeri e organismi decisionali coinvolti nel settore dell'energia	31
3.1.1. Il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE)	31
3.1.2. Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTEM)	31
3.1.3. L'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG)	31
3.2. Attori principali del mercato elettrico	
3.2.1. Gestore dei Servizi Elettrici (GSE)	

3.2.2.	Gestore del Mercato Elettrico (GME)	32
3.2.3.	Acquirente Unico (AU).....	32
3.3.	Le reti nazionali	32
3.3.1.	Terna - Rete Elettrica Nazionale spa	32
3.3.2.	SNAM Rete Gas	33
4.	Enti, agenzie e associazioni principali operanti nel settore	34
4.1.	Ente Nazionale per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente (ENEA)	34
4.2.	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA - ex APAT).....	34
4.3.	Associazioni di settore	34
4.4.	Produttori di energia elettrica.....	34
4.5.	Produttori di gas naturale	37
4.6.	Distributori, grossisti e clienti	38
4.6.1.	Distributori	38
4.6.2.	Grossisti	38
4.6.3.	Clienti idonei.....	39
4.6.4.	Clienti tutelati	41
5.	ESCo e servizi energetici.....	42
5.1.	Introduzione	42
5.2.	Cos'è una ESCO	42
5.2.1.	Gli schemi operativi	43
5.3.	Cosa fa una ESCO	44
5.3.1.	Le aree di intervento classiche per le ESCo	45
5.4.	ESCo e decreti sull'efficienza	46
5.5.	I servizi energetici	46
5.6.	Il mercato in italia.....	47
5.7.	Siti internet di interesse	47
Parte II la legislazione europea sull'efficienza energetica e sulle fonti rinnovabili		49
6.	Il contesto di riferimento.....	49
6.1.	Il 20-20-20	49
6.2.	Le misure di incentivo per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili nei paesi UE	49
6.2.1.	I vecchi stati membri.....	49
6.2.2.	I nuovi paesi membri	54
Parte III La generazione distribuita		57
7.	Il quadro di riferimento	57
7.1.	Premessa	57
7.2.	Definizioni	57
7.3.	Smart Grids	58
7.4.	Aspetti legislativi	60
7.5.	Aspetti autorizzativi.....	64
7.5.1.	Fase 1: autorizzazioni alla costruzione	66
7.5.2.	Fase 2: autorizzazioni all'esercizio	69
7.5.3.	Fase 3: avvio dell'impianto	70
7.5.4.	Fase 4: esercizio e gestione.....	70
7.5.5.	Autorizzazioni ambientali.....	70

7.6.	Connessione alla rete	72
7.7.	Cessione energia elettrica	75
7.8.	Incentivi	77
7.8.1.	Certificati verdi.....	77
7.8.2.	I titoli di efficienza energetica	79
7.8.3.	Il conto energia.....	81
7.9.	Le barriere allo sviluppo della GD	81
7.9.1.	Limiti legislativi	81
7.9.2.	Limiti ambientali.....	83
7.10.	Esiti raggiunti e prospettive	84
7.11.	Bibliografia e siti web utili	89
Parte IV Criticità e barriere nella legislazione		90
8.	Il quadro delle problematiche legislative	90
8.1.	Aspetti generali	90
8.2.	Congruenza fra obiettivi di efficienza, obiettivi di Kyoto e obiettivi sociali	91
8.3.	Barriere e criticità.....	92
8.4.	Considerazioni sul trasferimento degli obiettivi nazionali alle Regioni.....	94
8.5.	Aspetti legati al mercato dell'energia elettrica e del gas naturale.....	98
8.5.1.	Esiti dell'indagine FIRE sulle offerte elettriche per il residenziale	99
8.6.	Il meccanismo dei certificati bianchi	105
8.6.1.	Domanda, offerta e benefici	106
8.6.2.	A chi è rivolto	106
8.6.3.	Considerazioni e possibili miglioramenti	107
8.7.	Le detrazioni fiscali	108
8.7.1.	I soggetti coinvolti.....	111
8.7.2.	Le detrazioni e la certificazione energetica	112
8.7.3.	Considerazioni.....	113
8.8.	I contratti servizio energia.....	113
8.9.	Il recepimento della Direttiva 2006/32/CE	116
8.9.1.	Definizioni.....	117
8.9.2.	L'Agenzia.....	117
8.9.3.	Certificati bianchi e altri meccanismi di incentivazione.....	117
8.9.4.	Aspetti connessi al settore pubblico	118
8.9.5.	Certificazione delle competenze e degli edifici.....	118
8.9.6.	Considerazioni.....	119
8.10.	Qualità della fornitura elettrica	119
8.10.1.	La regolazione	120
8.10.2.	Le azioni possibili.....	122
8.10.3.	Le attività di FIRE	123
8.11.	Considerazioni su ruolo e figura degli energy manager	124
8.12.	La barriera dimensionale	127
8.12.1.	Considerazioni sui risultati	127
8.12.2.	Offerta formativa	128

8.13. Strumenti utili: i Sistemi Gestione Energia e la norma EN 16001.....	130
8.13.1. La struttura della norma.....	132
8.13.2. Punto 4.2: Politica energetica.....	134
8.13.3. Punto 4.3: Plan.....	134
8.13.4. Punto 4.4: Do.....	134
8.13.5. Punto 4.5: Check.....	135
8.13.6. Punto 4.6: Act.....	135
8.13.7. Conclusioni.....	136
8.14. La Life Cycle Cost Analysis.....	136
8.14.1. La LCCA applicata ai motori elettrici.....	137
8.14.2. La normativa tecnica.....	139
8.14.3. Gli incentivi disponibili.....	140
8.14.4. Conclusioni.....	141
8.15. Considerazioni rivolte al Legislatore.....	141

PARTE I LA LEGISLAZIONE NAZIONALE

1. I PROVVEDIMENTI NAZIONALI DI RIFERIMENTO

1.1. Premessa

Per operare efficacemente nel settore dell'energia, è necessaria una conoscenza approfondita e continuamente aggiornata della legislazione e della normativa ad essa collegate.

Le competenze tecniche, economiche e ambientali conseguite attraverso gli studi universitari producono un quadro idilliaco di opportunità di intervento e di azione, che quasi sempre finisce però per scontrarsi col duro muro della realtà. Questa si presenta spesso molto lontana dalla logica e dal raziocinio, soprattutto per chi non ne conosce le regole e la loro evoluzione.

Il nostro Paese si è sempre distinto per un'attitudine caratterizzata dalla complessità e dalla mancanza di chiarezza e coerenza; l'interpretabilità dei provvedimenti, la distribuzione delle regole inerenti ad uno stesso tema in vari provvedimenti e l'incertezza del quadro complessivo, sono solo degli esempi delle conseguenze che possono scaturire da un quadro normativo in continua evoluzione.

Ciò rende arduo il compito non solo di colui che si accinge ad iniziare il cammino verso la conoscenza delle regole del gioco, ma anche di chi col gioco ha già avuto modo di cimentarsi.

I temi trattati in questo modulo sono:

- il quadro di riferimento;
- i principali attori del processo decisionale;
- le tipologie di provvedimenti;
- la legislazione di riferimento;
- l'elenco dei principali provvedimenti legislativi;
- le fonti di informazione e di aggiornamento.

1.2. Il quadro di riferimento

L'energia è il motore dello sviluppo della società umana. Lo dimostra la forte crescita del consumo procapite, in particolare negli ultimi cento anni. Tutte le attività che quotidianamente svolgiamo richiedono l'uso di energia (basti pensare al cibo e all'acqua, i carburanti del corpo umano, dietro la cui disponibilità nei supermercati si cela una catena molto lunga di operazioni, dal reperimento delle sementi all'irrigazione, alla raccolta, allo stoccaggio ed alla distribuzione).

Vettori facilmente trasportabili e convertibili in altre forme di energia, come l'elettricità, il gas naturale e gli idrocarburi, sono capillarmente diffusi nei paesi dalle economie avanzate, grazie ad una complessa ed estesa rete di distribuzione e dalla presenza diffusa di centrali di trasformazione.

Il carattere di "necessità" (si parla di *commodity* nei paesi anglosassoni), unito alla dimensione delle infrastrutture e ai lunghi tempi di ritorno di molte opere, nonché l'esigenza di importare una quota delle fonti primarie richieste (che nel caso dell'Italia è molto consistente e prossima al 85%), rende indispensabile la determinazione di un quadro di regole che disciplini la materia ed indichi agli operatori di mercato quali sono gli ambiti in cui operare.

Ma complessità significa anche delicatezza e tempi lunghi di trasformazione. Per tale ragione, sarebbe auspicabile operare in un'ottica di medio-lungo periodo, monitorando e aggiornando costantemente le politiche di settore per assicurare la massima operatività del sistema.

I provvedimenti emanati dalle Istituzioni deputate sono tesi a:

- regolare i rapporti fra gli operatori e fra questi e gli utenti finali;
- garantire la fornitura di energia a tutti gli utenti finali;
- favorire la crescita delle attività e del benessere evitando uno sfruttamento eccessivo delle fonti primarie;
- consentire la migliore integrazione fra le infrastrutture energetiche, il territorio ed i cittadini;
- determinare le caratteristiche merceologiche dei vettori forniti all'utenza;
- assicurare ed incentivare l'uso razionale delle risorse e il contenimento dei danni ambientali;
- portare ad uno sviluppo dell'industria di settore;
- promuovere l'utilizzo delle fonti rinnovabili e locali.

1.3. I principali attori del processo decisionale

Il processo che porta alla formazione di leggi e regolamenti è molto articolato e prevede il coinvolgimento di vari attori sovranazionali e nazionali, dall'Unione europea al Governo, dal Parlamento alle giunte regionali e locali, dagli organismi tecnici fino agli operatori ed ai cittadini.

Gli **attori** deputati a tale ruolo sono:

- la Commissione europea;
- il Parlamento europeo;
- il Parlamento italiano;
- il Presidente della Repubblica;
- il Consiglio dei Ministri;
- i ministeri coinvolti (prevalentemente il Ministero dello Sviluppo Economico, MSE, e il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, MATTM);
- le giunte regionali e locali;
- i governatori regionali e i sindaci;
- l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG);
- l'Autorità Garante della Concorrenza.

I provvedimenti legislativi hanno un grado di importanza che dipende dal soggetto che li ha emanati; quanto scritto nelle disposizioni dei livelli più bassi deve rientrare fra le indicazioni contenute in quelli più alti, pena la possibilità di ricorrere presso gli organi competenti.

Tali istituzioni sono: la Corte di Giustizia europea e, in Italia, la Corte di Cassazione, il Consiglio di Stato ed i Tribunali Amministrativi Regionali.

Laddove il ricorso a tale strumento diventa frequente (e.g. i ricorsi al TAR e al Consiglio di Stato avverso l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas nel nostro Paese), l'incertezza aumenta, rendendo il quadro di riferimento più difficile e complesso.

1.3.1. Siti internet di interesse

- Commissione europea: http://ec.europa.eu/index_it.htm
- Parlamento europeo: www.europarl.europa.eu
- Parlamento italiano: www.parlamento.it
- Presidenza della Repubblica: www.quirinale.it
- Consiglio dei Ministri: www.governo.it
- Ministero dello Sviluppo Economico (MSE): www.sviluppoeconomico.gov.it
- Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM): www.minambiente.it
- Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG): www.autorita.energia.it
- Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato: www.agcm.it
- Corte di Giustizia europea: www.curia.europa.eu/it/index.htm
- Corte Suprema di Cassazione: www.cortedicassazione.it
- Consiglio di Stato: www.giustizia-amministrativa.it
- Tribunali Amministrativi Regionali: www.giustizia-amministrativa.it/riettaarr.htm

1.4. Le tipologie di provvedimenti

E' l'Unione europea che detta i principi e gli obiettivi di riferimento per i Paesi membri, lasciando in genere ad essi una certa libertà di decisione nella scelta degli strumenti con cui attuarli. Lo strumento fondamentale è quello della direttiva, che spesso cerca di tradurre in vincoli gli orientamenti espressi all'interno dei libri bianchi – che hanno la funzione di proporre azioni mirate ad un settore particolare dell'economia– e dei libri verdi, con la funzione di illustrare lo stato di un determinato settore da disciplinare e chiarire il punto di vista dell'Unione in ordine a certi problemi. Il recepimento delle direttive comunitarie spetta a Governi e Parlamenti dei Paesi membri, che le recepiscono adattandole alla propria normativa nazionale. In Italia si sceglie in genere lo strumento del decreto legislativo (D.Lgs.), che rimanda con autolesionismo ad una serie di provvedimenti attuativi emanati attraverso decreti ministeriali (D.M.), quasi sempre in ritardo rispetto alle scadenze.

La normativa nazionale è completata attraverso le altre tipologie di provvedimento: le leggi emanate dal Parlamento (costituzionali e ordinarie, con un posto a parte per le finanziarie) e i decreti (del Presidente della Repubblica, D.P.R., del Presidente del Consiglio dei Ministri, D.P.C.M., e ministeriali, D.M.).

Il trasferimento di diverse competenze energetiche alle Regioni, avviato negli anni Novanta e culminato con la riforma del Titolo V della Costituzione, ha contribuito ad aumentare il ruolo dei governi locali nella loro funzione di indirizzo e regolamentazione collegate al tema dell'energia. Alle delibere di giunta si aggiungono i regolamenti, i piani di sviluppo e di regolazione e la gestione dei processi autorizzativi.

Nel settore dell'energia elettrica e del gas è operativa dal 1997 l'Autorità indipendente di regolazione (AEEG), che definisce i principi per guidare la transizione dal monopolio al libero mercato, intervenendo sui meccanismi di formazione delle tariffe, sui livelli di qualità del servizio e su altre tematiche indicate dal legislatore. Lo strumento usato dall'Autorità è la delibera.

Le decisioni della Corte di Cassazione, del Consiglio di Stato e dei Tribunali Amministrativi Regionali (TAR) vengono trasmesse attraverso apposite sentenze.

1.5. La legislazione di riferimento

Non è pensabile riportare tutta la legislazione collegata all'energia, poichè risulterebbe un lavoro immenso e probabilmente inutile: solo la pratica sul campo permette di conoscere e di comprendere tutti i risvolti e le possibilità di interpretazione collegate alle operazioni più semplici.

I provvedimenti fondamentali dai quali si può partire per cominciare a fare un quadro della situazione, sono i seguenti (tenendo a mente che i primi sono stati in parte emendati o abrogati da provvedimenti più recenti):

- la legge 10 del 1991, che promuove l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili ed istituisce la figura dell'energy manager;
- i DPR 412 del 1993 e 551 del 1999, che determinano le modalità di controllo e verifica del rendimento degli impianti termici e l'obbligo di utilizzo delle fonti rinnovabili ed assimilate negli edifici pubblici;
- il D.Lgs. 79 del 1999, che avvia la liberalizzazione del mercato elettrico;
- i D.Lgs. 372 del 1999 e 59 del 2005 che recepiscono la direttiva IPPC (Integrated Pollution Prevention and Control; Prevenzione e Riduzione Integrate dell'Inquinamento) e le linee guida delle BAT (Best Available Techniques) contenute nei D.M. 31 gennaio 2005, 29 gennaio 2007 e 1 ottobre 2008,
- il DM 11 novembre 1999, che insieme al DM 28 luglio 2005 fissa le regole per il funzionamento del mercato dei certificati verdi, mirato all'incentivazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- il D.Lgs. 164 del 2000, che estende il processo di liberalizzazione al mercato del gas naturale;
- la riforma del titolo V della Costituzione (Legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3);
- la legge 120 del 2002 e i D. Lgs. 273 del 2004, 216 del 2006 e 21 del 2008, ratifica e attuazione del protocollo di Kyoto e del meccanismo dello scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra;
- il D.Lgs. 387 del 2003, che fissa le regole di riferimento per le fonti rinnovabili di energia;
- la legge 239 del 2004, che definisce il quadro di riferimento per il settore energetico;
- i DM 20 luglio 2004, che avviano un meccanismo di mercato basato sullo scambio di titoli di efficienza energetica per promuovere la realizzazione di interventi di miglioramento dell'efficienza energetica; il D.Lgs. 192 del 2005 e 311 del 29 dicembre 2006, che danno inizio al processo di recepimento della direttiva comunitaria sulla certificazione degli edifici;
- i DM 9 febbraio 2007 e 11 aprile 2008, che disciplinano l'incentivazione in conto energia a favore rispettivamente di impianti solari fotovoltaici e termodinamici;
- la Finanziaria 2008, il D.L. 159/07 coordinato con la Legge 222/07 di conversione, i D.M. 18 dicembre 2008 e DM 24 ottobre 2005, che regolano il meccanismo dei certificati verdi e della tariffa onnicomprensiva;
- il Testo Unico Ambientale (D. Lgs. 152 del 2006 e s.m.i.), che definisce il quadro di riferimento ambientale;

- il Testo Unico sugli Appalti (D. Lgs. 163 del 2006 e s.m.i.), indispensabile qualora si decida di operare nel settore pubblico;
- le Finanziarie 2007, 2008, D.M. 19 febbraio 2007, 11 marzo 2008, 7 aprile 2008 e D.L. 29-11-08 n.185 coordinato con la legge di conversione 28 gennaio 2009, n. 2 sulle detrazioni del 55% per la riqualificazione energetica del parco edilizio;
- le Finanziarie 2007, 2008, D.M. 19 febbraio 2007 e Decreto 9 aprile 2008 sulla detrazione del 20% per l'installazione di motori ad elevata efficienza e variatori di velocità;
- le altre leggi finanziarie, per la parte inerente all'energia.

1.6. Elenco dei provvedimenti principali

Di seguito si riporta una sintesi dei principali provvedimenti di interesse energetico, che definiscono il quadro di riferimento della normativa italiana. Nella sezione sulla normativa del sito web www.fire-italia.org è possibile scaricarli insieme ad una lista più estesa di norme e prassi collegate alla legislazione qui riportata.

La numerosità dei documenti consiglia di limitare l'elenco ai provvedimenti nazionali del livello di leggi e decreti (le direttive comunitarie, per quanto importanti alla fine della comprensione degli orientamenti futuri assumono un peso effettivo solo all'atto del recepimento nazionale). Sono state inoltre riportate le principali delibere dell'Autorità relative all'efficienza energetica.

I temi trattati nei provvedimenti elencati sono:

- leggi e decreti di ordinamento della materia energetica e di attribuzione dei compiti legislativi, di indirizzo ed amministrativi fra i diversi soggetti (Stato, Regioni ed Enti Locali);
- decreti di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e di quello del gas naturale;
- leggi e decreti di promozione delle fonti rinnovabili e delle tecnologie per l'uso efficiente dell'energia;
- provvedimenti riguardanti l'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio di centrali di generazione elettrica ed impianti termici;
- leggi e decreti di regolazione della gestione del ciclo dei rifiuti e di definizione delle caratteristiche merceologiche dei combustibili e delle emissioni per gli impianti energetici;
- leggi e decreti di definizione delle metodologie e delle buone pratiche di gestione e controllo degli impianti energetici;
- provvedimenti di attuazione del protocollo di Kyoto e della direttiva IPPC.

1.6.1. Leggi e decreti

- DM 12 luglio 1990 - linee guida per il contenimento delle emissioni degli impianti industriali e la fissazione dei valori minimi di emissione.

- Legge 9 gennaio 1991 n. 9 - norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali.
- Legge 9 gennaio 1991 n. 10 - norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
- DPR 25 luglio 1991 - modifiche dell'atto di indirizzo e coordinamento in materia di emissioni poco significative e di attività a ridotto inquinamento atmosferico, emanato con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri in data 21 luglio 1989.
- DPR 26 agosto 1993 n. 412 - regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10.
- Decreto Legislativo 26 ottobre 1995, n. 504 - testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.
- Decreto Legislativo 5 febbraio 1997 n. 22 - attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi e sui rifiuti di imballaggio.
- Legge 15 marzo 1997 n. 99 - delega al Governo per il conferimento di funzioni e compiti alle regioni ed enti locali, per la riforma della Pubblica Amministrazione e per la semplificazione amministrativa.
- DM 2 aprile 1998 - modalità di applicazione della etichettatura energetica a frigoriferi domestici, congelatori e relative combinazioni.
- DM 7 ottobre 1998 - modalità di applicazione della etichettatura energetica a lavatrici, asciugabiancheria e lavasciuga ad uso domestico.
- Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n. 79 - attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- Decreto Legislativo 4 agosto 1999, n. 372 - attuazione della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento
- DM 10 novembre 1999 - modalità di applicazione della etichettatura energetica alle lavastoviglie ad uso domestico, in conformità alle direttive comunitarie 92/75/CE e 97/17/CE.
- DM 11 novembre 1999 - direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
- DPR 21 dicembre 1999 n. 551 - regolamento recante modifiche al decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, in materia di progettazione, installazione, esercizio e manutenzione degli impianti termici degli edifici, ai fini del contenimento dei consumi di energia.

- Decreto Legislativo 23 maggio 2000 n. 164 - attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144.
 - Legge costituzionale 18 ottobre 2001 n. 3 - modifiche al titolo V della parte seconda della Costituzione.
- Legge 28 dicembre 2001, n.448 - Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2002)
- DPCM 8 marzo 2002 - disciplina delle caratteristiche merceologiche dei combustibili aventi rilevanza ai fini dell'inquinamento atmosferico, nonché delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione.
 - DM 26 marzo 2002 - attuazione della direttiva 2000/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio concernente i requisiti di efficienza energetica degli alimentatori per lampade fluorescenti.
 - Legge 9 aprile 2002 n. 55 - conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.
 - Legge 1 giugno 2002 n. 120 - ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997.
 - Legge 27 dicembre 2002, n.289 - Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2003)
 - DM 2 gennaio 2003 - attuazione della direttiva 2002/40/CE del 8 maggio 2002 della Commissione che stabilisce le modalità di applicazione della direttiva 92/75/CEE del Consiglio per quanto riguarda l'etichettatura indicante il consumo di energia dei forni elettrici per uso domestico.
 - DM 2 gennaio 2003 - attuazione della direttiva 2002/31/CE del 22 marzo 2002 della Commissione che stabilisce le modalità di applicazione della direttiva 92/75/CEE per quanto riguarda l'etichettatura indicante il consumo di energia dei condizionatori d'aria per uso domestico.
 - DM 19 dicembre 2003 - approvazione del testo integrato della Disciplina del mercato elettrico. Assunzione di responsabilità del Gestore del mercato elettrico S.p.a. relativamente al mercato elettrico.
 - Legge 24 dicembre 2003, n.350 - Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2004)
 - Decreto Legislativo 29 dicembre 2003 n. 387 - attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

- DM 20 luglio 2004 - nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
- DM 20 luglio 2004 - nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.
- Legge 23 agosto 2004 n. 239 - riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.
- DPCM 8 ottobre 2004 - modifica del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 marzo 2002, recante: "Disciplina delle caratteristiche merceologiche dei combustibili aventi rilevanza ai fini dell'inquinamento atmosferico, nonché delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione".
- D. Lgs. 12 novembre 2004, n. 273 - disposizioni urgenti per l'applicazione della direttiva 2003/87/CE in materia di scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra nella Comunità europea.
- Legge 30 dicembre 2004, n. 311 - Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2005)
- D.M. 31 gennaio 2005 - emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372. Linee guida generali
- Decreto Legislativo 18 febbraio 2005 n. 59 - attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento.
- DM 28 luglio 2005 - criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare - Conto energia.
- Decreto Legislativo 19 agosto 2005 n. 192 - attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.
- DM 21 settembre 2005 - attuazione della direttiva 2003/66/CE della Commissione del 3 luglio 2003, che va a modificare la direttiva 94/2/CE, stabilendo le modalità d'applicazione della direttiva 92/75/CEE del Consiglio per quanto riguarda l'etichettatura indicante il consumo di energia dei frigoriferi elettrodomestici, dei congelatori elettrodomestici e delle relative combinazioni.
- DM 24 ottobre 2005 - direttive per la regolamentazione dell'emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239.
- DM 24 ottobre 2005 - aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Legge 23 dicembre 2005, n. 266 - Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2006)

- Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152 - Norme in materia ambientale.
- Decreto Legislativo 4 aprile 2006, n. 216 - Attuazione delle direttive 2003/87 e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunita', con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto
- Decreto Legislativo 12 aprile 2006, n. 163 - Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture in attuazione delle direttive 2004/17/CE e 2004/18/CE.
- Legge 27 dicembre 2006, n. 296 -Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2007).
- Decreto Legislativo 26 gennaio 2007, n. 6 - Disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163, recante il codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture in attuazione delle direttive 2004/17/CE e 2004/18/CE, a norma dell'articolo 25, comma 3, della legge 18 aprile 2005, n. 62 (Legge comunitaria 2004)
- D.M. 29 Gennaio 2007 - emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, in materia di raffinerie, per le attivita' elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.D.M. Gennaio 2007 - emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di gestione dei rifiuti, per le attivita' elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.
- D.M. 29 Gennaio 2007 - emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, in materia di fabbricazione di vetro, fritte vetrose e prodotti ceramici, per le attivita' elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.
- D.M. 29 Gennaio 2007 - emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, in materia di allevamenti, macelli e trattamento di carcasse, per le attivita' elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59
- DM 19 febbraio 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("Conto energia").
- Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 - Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE.
- Decreto Legislativo 31 Luglio 2007, n. 113 - Ulteriori disposizioni correttive e integrative del decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163, recante il Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture, a norma dell'articolo 25, comma 3, della legge 18 aprile 2005, n. 62

- Legge 3 agosto 2007, n. 125 - Conversione in legge, con modificazioni, del DL 18/06/2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia.
- Legge 29 novembre 2007, n. 227 - Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, recante interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e l'equità sociale.
- DM 21 dicembre 2007 - Revisione e aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004, concernenti l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili.
- Legge 24 dicembre 2007, n. 244 - Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008).
- D.M. 21 dicembre 2007: Approvazione delle procedure per la qualificazione di impianti a fonti rinnovabili e di impianti a idrogeno, celle a combustibile e di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento ai fini del rilascio dei certificati verdi.
- Decreto Legislativo 7 marzo 2008, n. 51 - modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 4 aprile 2006, n. 216, recante attuazione delle direttive 2003/87/CE e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del protocollo di Kyoto.
- D.M. 11 aprile 2008 - Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici.
- D.M. 1 ottobre 2008 - emanazione di linee guida in materia di analisi degli aspetti economici e degli effetti incrociati per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.
- D.M. 1 ottobre 2008 - linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di industria alimentare, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59. (GU n. 51 del 3-3-2009 - Suppl. Ordinario n.29)
- D.M. 1 ottobre 2008 - linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59. (GU n. 51 del 3-3-2009 - Suppl. Ordinario n.29)
- D.M. 1 ottobre 2008 - linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di produzione di cloro-alcali e olefine leggere per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59. (GU n. 51 del 3-3-2009 - Suppl. Ordinario n.29)
- D.M. 1 ottobre 2008 - linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di trattamento di superficie di metalli, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59. (GU n. 51 del 3-3-2009 - Suppl. Ordinario n.29)

- D.M. 18 dicembre 2008: Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244
- Legge 22 dicembre 2008, n. 203 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2009)"

1.6.2. Delibere dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas

- Delibera AEEG 224/00:disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza nominale non superiore a 20 kW
- Delibera AEEG 42/02:condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
- Delibera 103/03:linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'articolo 5, comma 1, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica.
- Delibera 11/07: Testo integrato unbundling.
- Delibera 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 156/07: Approvazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07.
- Delibera AEEG 280/07: Modalità e condizioni tecnico economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, comma 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239.
- Delibera AEEG 333/07: Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011.
- Delibera AEEG 341/07: Regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011.
- Delibera AEEG 348/07: Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.
- Delibera AEEG 74/08: Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico economiche per lo scambio sul posto.

- Delibera 99/08: Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).
- Delibera 120/08: Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RQDG).
- Delibera 159/08: Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG).
- Delibera 164/08: Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale.
- Delibera 1/09: Attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.

Non si segnalano, in quanto numerose e soggette a continui cambiamenti, le delibere relative alla definizione dei criteri per la definizione delle tariffe di trasporto, distribuzione e vendita di energia elettrica e gas naturale e quelle relative alla definizione dei livelli di qualità delle forniture dei vettori energetici citati, per le quali si rimanda al sito web www.fire-italia.org e, per il quadro completo, al sito dell'AEEG.

1.7. Le fonti di informazione e di aggiornamento

Vista la velocità con cui le regole vengono aggiornate, è indispensabile monitorare l'uscita di nuovi provvedimenti.

A tal fine sono disponibili vari strumenti:

- la Gazzetta Ufficiale europea e italiana e i BUR delle varie Regioni;
- la newsletter dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (attivabile nel sito del regolatore);
- i siti del Gestore dei Servizi Elettrici, GSE, ed il Gestore del Mercato Elettrico, GME;
- le testate di informazione energetica (e.g. Staffetta Petrolifera, Quotidiano Energia, E-Gazette, Qualenergia);
- i portali di associazioni collegate al tema dell'energia (e.g. FIRE, ISES Italia, agenzie per l'energia, associazioni di categoria e dei consumatori, associazioni ambientaliste, etc).

Il sito FIRE presenta una [sezione dedicata ai siti regionali](#), da cui è possibile orientarsi per i provvedimenti collegati.

1.8. Siti internet di interesse

- Gazzetta Ufficiale europea: <http://eur-lex.europa.eu>
- Gazzetta Ufficiale italiana: www.gazzettaufficiale.it

- Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas: www.autorita.energia.it
- Gestore dei Servizi Elettrici (GSE): www.gse.it/Pagine/default.aspx
- Gestore del Mercato Elettrico(GME):
www.mercatoelettrico.org/GmewebItaliano/Default.aspx
- Fire: www.fire-italia.org
- ISES Italia: www.isesitalia.it

2. IL MERCATO DELL'ENERGIA LIBERALIZZATO

2.1. Il settore elettrico dal monopolio alla concorrenza: un po' di storia

Nel 1962 la Legge 1643 determinò la nazionalizzazione del settore elettrico, affidando all'ENEL la titolarità delle varie fasi costituenti la filiera elettrica (produzione - distribuzione - vendita) e lasciando uno spazio alle aziende municipalizzate, mentre la produzione di energia elettrica da parte di privati era ammessa solo se finalizzata all'autoconsumo

La **Legge 9/91** ha rappresentato il primo passo verso la liberalizzazione del settore (in seguito a quello più timido della Legge 308/82), rendendo libera l'attività di produzione dell'energia elettrica purché derivante da fonti rinnovabili e assimilate, come la cogenerazione e quelle da rifiuti e residui di lavorazioni. L'energia così generata poteva essere usata per autoconsumo, ceduta ad aziende dello stesso gruppo di appartenenza o di uno stesso consorzio, previa autorizzazione del Ministero dell'Industria, oppure ceduta all'ENEL. La successiva Delibera Cip 6/92 attuava gli articoli 20 e 22 della Legge 9/91, definendo i prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione, i parametri relativi allo scambio e le condizioni tecniche per l'assimilabilità a fonti rinnovabili.

Nel 1995, mediante la Legge 481/95, è stata istituita l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) con il compito di regolamentare il settore. Essa ha ereditato le sue competenze dal Ministero dell'Industria nel 1997, in seguito alla pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale del regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità stessa.

Il Decreto Legislativo 79/99 (noto anche come Decreto Bersani) ha recepito la Direttiva 96/92/CE, recante regole comuni per i mercati elettrici interni dei paesi membri finalizzate a liberalizzare la domanda, l'accesso alle reti e l'offerta dell'energia elettrica, cominciando così la trasformazione effettiva del settore da monopolio a libero mercato.

2.2. Le motivazioni alla base della liberalizzazione del mercato elettrico

Grazie al monopolio era stato possibile conseguire obiettivi altrimenti improbi, come l'elettrificazione pressoché totale del paese e l'unificazione del costo dell'energia elettrica. Le motivazioni che hanno portato al passaggio da un mercato monopolistico ad uno in buona parte liberalizzato e concorrenziale, vanno ricercate in fattori diversi e contemporanei: la globalizzazione e la dematerializzazione dell'economia, la volontà economica e politica degli stati membri dell'Unione europea di creare un mercato unico (il cosiddetto *single market*) regolato da norme comuni, la ricerca di schemi di sviluppo caratterizzati da una fiscalità ridotta e semplificata, la maggiore attenzione posta agli aspetti ambientali ed allo sviluppo sostenibile e così via. L'Unione,

fra le varie possibilità di apertura del mercato disponibili, ha scelto di liberalizzare sia la domanda, sia l'offerta, richiedendo nel contempo il libero accesso alle reti di trasporto.

La liberalizzazione del settore vuole creare concorrenza fra gli operatori che, invogliati a migliorare l'efficienza degli impianti per ridurre il costo marginale di produzione dell'elettricità, possono meglio difendersi sul mercato. Il confronto diretto con gli utenti da parte dei distributori, inoltre, dovrebbe produrre una serie di effetti positivi, come la fornitura di servizi aggiuntivi, l'implementazione di sistemi di rilevamento dei carichi orari (con la connessa possibilità di controllo e regolazione dei picchi), il miglioramento della continuità e della qualità del servizio, la scomparsa di gare ed appalti dettate da logiche di spartizione perverse in presenza di mercati fortemente imperfetti ed una maggiore consapevolezza degli aspetti strutturali da parte dell'utenza energetica.

2.2.1. Le problematiche della privatizzazione

Le maggiori problematiche derivano da fattori peculiari del settore elettrico. Gli ingenti investimenti necessari per realizzare le reti di trasporto dell'energia, ad esempio, richiedono una regolamentazione ed un'attività di indirizzo da parte delle Autorità preposte e dei Governi, per favorire quegli interventi ritenuti essenziali per lo sviluppo ed il miglioramento del servizio. Gli stessi impianti produttivi possono difficilmente essere costruiti in assenza di una chiarezza nelle regole che dia una qualche certezza agli operatori ed agli istituti di credito sulle relative possibilità di successo e di impiego.

Un altro aspetto che richiede un indirizzo ed una regolamentazione adeguata è il tema della diversificazione delle fonti energetiche impiegate nella generazione di energia e l'eliminazione di barriere per le fonti rinnovabili ed assimilate. Negli ultimi anni si è assistito ad una crescita molto forte del gas naturale, solo parzialmente bilanciata dall'incremento dell'utilizzo del carbone, mentre è calato velocemente il consumo di olio combustibile.

L'equilibrio fra il mercato e le scelte della politica energetica imposti dalla Comunità europea e dal Governo condizioneranno le possibilità di successo concreto della liberalizzazione energetica in Italia e non solo. I rischi di ripetizione della crisi Californiana di inizio secolo sono stati scongiurati, ma il cammino verso la creazione di quella concorrenza che sola può giustificare le controindicazioni connesse alla liberalizzazione è ancora lungo.

2.3. Gli aspetti salienti della liberalizzazione del mercato elettrico

L'attività di fornitura nel settore elettrico può essere suddivisa in quattro fasi: produzione e importazione, trasmissione e dispacciamento, distribuzione, vendita.

- La produzione è un'attività liberalizzata e l'energia elettrica generata può essere autoconsumata, venduta attraverso contratti bilaterali, ceduta alla rete come eccedenza o venduta tramite la borsa elettrica, entrata in funzione nell'aprile 2004.

Il Decreto Bersani stabiliva per ciascun soggetto una quota massima pari al 50% dell'energia elettrica prodotta ed importata in Italia; per il raggiungimento di tale quota, ENEL ha ceduto negli scorsi anni circa 15 GW di capacità produttiva. Veniva inoltre imposto ai produttori ed agli importatori di immettere in rete energia elettrica da fonti rinnovabili pari almeno al 2% di quella da loro trattata, se superiore ai 100 GWh/anno al netto della cogenerazione.

- L'importazione è regolata dall'Autorità, secondo le indicazioni del MSE, attraverso l'emanazione di apposite delibere, che forniscono a Terna le istruzioni necessarie per l'assegnazione della capacità transfrontaliera disponibile. La parte restante delle importazioni è suddivisa fra i contratti pluriennali preesistenti a favore del mercato vincolato ed i gestori della rete esteri, che ne dispongono autonomamente l'assegnazione.

- La trasmissione consiste nel trasporto dell'elettricità sulle linee ad alta ed altissima tensione, la cui gestione è stata affidata alla società Terna. La rete di trasmissione è stata individuata con apposito Decreto del MSE ed è visionabile sul sito di Terna. Quest'ultima gestisce inoltre il dispacciamento, ossia il controllo simultaneo e continuo degli impianti di produzione e trasmissione al fine di permettere l'incontro tra la domanda istantanea di energia e la sua generazione.

- L'attività di distribuzione è inerente al trasporto ed alla fornitura di elettricità sulle linee a media e bassa tensione ed è affidata dal MAP tramite concessioni trentennali. Per razionalizzare tale attività in ogni ambito cittadino opera un solo esercente, che ha l'esclusiva di vendita ai clienti vincolati situati nel suo ambito territoriale.

Bilancio degli operatori
del settore elettrico
Anno 2007; TWh

	Enel	Edison	Electra- bel/Acea	Oltre 5 TWh	1-5 TWh	< 1 TWh	Senza vendite	AU	Totale
Produzione nazionale netta	94,2	41,2	4,7	41,7	9,3	4,9	83,5	-	279,6
Energia destinata ai pompaggi	7,5	-	-	-	-	0,0	0,0	-	7,5
Importazioni nette	2,9	0,8	2,1	5,6	5,7	3,1	9,2	8,2	37,7
Importazioni ^(A)	3,3	1,2	2,2	6,2	5,8	3,6	9,7	8,2	40,1
Esportazioni	0,4	0,4	0,1	0,6	0,1	0,5	0,5	-	2,4
Acquisti intermedi	232,1	70,3	35,0	104,3	76,9	35,7	39,7	116,5	710,5
Borsa elettrica	72,7	8,7	5,9	27,7	15,7	6,8	8,6	106,5	252,7
Contratti bilaterali ^(B)	66,4	29,3	18,9	23,5	49,4	16,7	29,8	1,9	236,0
Sbilanciamenti ^(C)	1,5	1,0	0,5	3,2	3,3	1,6	1,3	2,0	14,3
Tolling e Mandato	-	31,3	1,1	44,6	5,1	7,3	-	-	89,4
Acquirente Unico	91,5	-	8,6	5,4	3,4	3,2	-	-	112,1
Decreto legislativo n. 387/03	-	-	-	-	-	-	-	6,1	6,1
Vendite intermedie	183,2	86,9	23,2	94,2	38,9	21,8	124,7	117,0	689,9
Borsa elettrica	101,5	32,3	5,0	28,7	9,2	6,6	41,8	-	225,2
- di cui CIP6 ed eccedenze (del. n. 108/97)	1,8	18,1	-	1,0	1,0	0,1	17,1	-	39,1
Contratti bilaterali ^(B)	69,5	53,2	13,4	26,2	24,7	11,4	54,2	-	252,4
Sbilanciamenti ^(C)	7,8	1,3	0,1	2,9	4,3	2,5	2,0	-	20,9
Tolling e mandato	-	-	4,5	36,5	0,5	1,0	24,2	-	66,6
Scambio sul posto	2,6	-	-	0,0	0,1	0,0	1,2	-	4,0
Eccedenze (del. n. 34/05)	1,8	-	0,2	0,0	0,1	0,4	1,4	-	3,9
Distributori/Venditori tutelato								117,0	117,0
Trasferimenti netti	4,3	-1,0	0,0	-1,2	-2,1	-	-2,3	-7,7	10,6
Perdite di rete	-	-	-	-	-	-	-	-	21,6
Autoconsumi ^(D)	-	3,5	-	5,4	2,5	1,5	5,5	-	18,4
Vendite finali	142,8	20,8	18,5	50,8	48,5	19,5	-	-	301,0
- Mercato libero	44,7	20,8	9,7	45,2	45,1	16,2	-	-	181,7
- Mercato vincolato	98,1	-	8,8	5,6	3,4	3,3	-	-	119,3
di cui Vincolato I sem.	51,3	-	3,0	2,9	1,7	1,7	-	-	60,6
di cui Maggiore tutela II sem.	38,4	-	5,5	2,3	1,5	1,5	-	-	49,2
di cui Salvaguardia II sem.	8,4	-	0,3	0,4	0,2	0,2	-	-	9,5

Figura 1 Bilancio degli operatori del settore elettrico 2007

La Figura 1 riporta la suddivisione delle attività condotte dagli operatori nel libero mercato.

L'obiettivo della riforma è stato quello di liberalizzare completamente il mercato, compresa la fase della vendita. Si è però deciso di rendere graduale tale processo, permettendo solo ai clienti finali caratterizzati dal raggiungimento di un volume minimo di consumi elettrici di scegliere liberamente il fornitore e di contrattare il prezzo di vendita. La soglia di idoneità, estesa dal 2004 a tutti i clienti non domestici (ed ormai identica anche nel caso di membri di consorzi), è stata allargata nel 2007 a tutto il mercato, garantendo a ciascun cliente finale la possibilità di scegliere il proprio fornitore, come già era accaduto per il gas naturale.

Distributori e grossisti sono considerati clienti idonei per la quota di energia destinata alla vendita ai propri clienti .

Le reti di trasmissione e distribuzione, considerati gli alti investimenti necessari per la realizzazione ed i conseguenti lunghi tempi di ammortamento, sono considerate monopoli naturali. Per tale motivo in ogni area territoriale può operare un solo distributore.

I clienti idonei hanno le seguenti possibilità, eventualmente combinabili, per l'approvvigionamento di energia elettrica:

- acquisto da un grossista,

- acquisto diretto da uno o più produttori,
- assegnazione di bande di capacità di importazione o CIP6,
- acquisto in borsa (probabile solo per consumi molto elevati e una volta che entrerà in funzione la borsa lato domanda),
- autoproduzione.

2.3.1. La borsa elettrica

L'entrata in funzione della borsa elettrica era stata indicata dai provvedimenti legislativi per il 1° gennaio 2001. Varie ragioni ne hanno determinato il posticipo. Una versione sperimentale della borsa (STOVE) è entrata in funzione a luglio del 2003, mentre dall'aprile 2004 è diventato operativo l'IPEX (Italian Power Exchange), un mercato basato sulle regole proposte dal GME ed approvate dall'AEEG con delibera 47/04.

La partecipazione al mercato non è obbligatoria ed è stata riservata per il primo anno alla sola offerta, mentre la domanda è stata rappresentata dal GRTN. In seguito il sistema è diventato completamente operativo.

La borsa è articolata in diversi mercati:

- del giorno prima,
- di aggiustamento,
- a termine,
- del servizio di dispacciamento.

Il prezzo dell'energia si determina sulla base del punto di incontro fra la curva crescente di offerta e quella decrescente di domanda, è espresso in €/kWh ed è unico a livello nazionale in assenza di vincoli di rete, o diverso fra le zone in cui viene divisa la rete di trasmissione per eliminare questi ultimi. Il prezzo di acquisto per i punti di prelievo nazionali è comunque unico e determinato ponderando i prezzi zionali per i consumi nazionali, anche se sono due i sistemi con i quali vengono definiti i prezzi nei diversi mercati, il *marginal price* e il *pay as bid*

La borsa è controllata e regolata dal Gestore del Mercato Elettrico. Il dispacciamento dei vari produttori viene effettuato secondo un ordine di merito economico, salvo la priorità data alla produzione degli impianti must-run, da fonti rinnovabili e da cogenerazione ed i contratti bilaterali sono autorizzati purché non si creino congestioni di rete.

La volatilità del prezzo potrà essere mitigata mediante il ricorso ad appositi strumenti finanziari, come i contratti alla differenze. Si riporta in Figura 2 la struttura di domanda ed offerta nel giorno 30/03/2009.

Vendite di Energia Elettrica		
	MWh	%
Borsa	578.800	67,5%
Operatori	365.633	42,6%
GSE	116.626	13,6%
Zone estere	95.952	11,2%
Saldo programmi PCE	589	0,1%
PCE	278.661	32,5%
Zone estere	57.987	6,8%
Zone nazionali	221.263	25,8%
Saldo programmi PCE	-589	-0,1%
TOTALE	857.462	100,0%



Acquisti di Energia Elettrica		
	MWh	%
Borsa	578.800	67,5%
Acquirente Unico	185.469	21,6%
Altri Operatori	359.118	41,9%
Pompaggi	9.689	1,1%
Zone estere	2.298	0,3%
Saldo programmi PCE	22.226	2,6%
PCE	278.661	32,5%
Zone estere	1.200	0,1%
Zone nazionali AU	73.080	8,5%
Zone nazionali altri operatori	226.607	26,4%
Saldo programmi PCE	-22.226	-2,6%
TOTALE	857.462	100,0%



Figura 2 Report del giorno 30/03/2009 (fonte GME)

L'andamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN) fra il 2004 ed il 2009 è illustrato nella Figura 3 (fonte: AEEG).

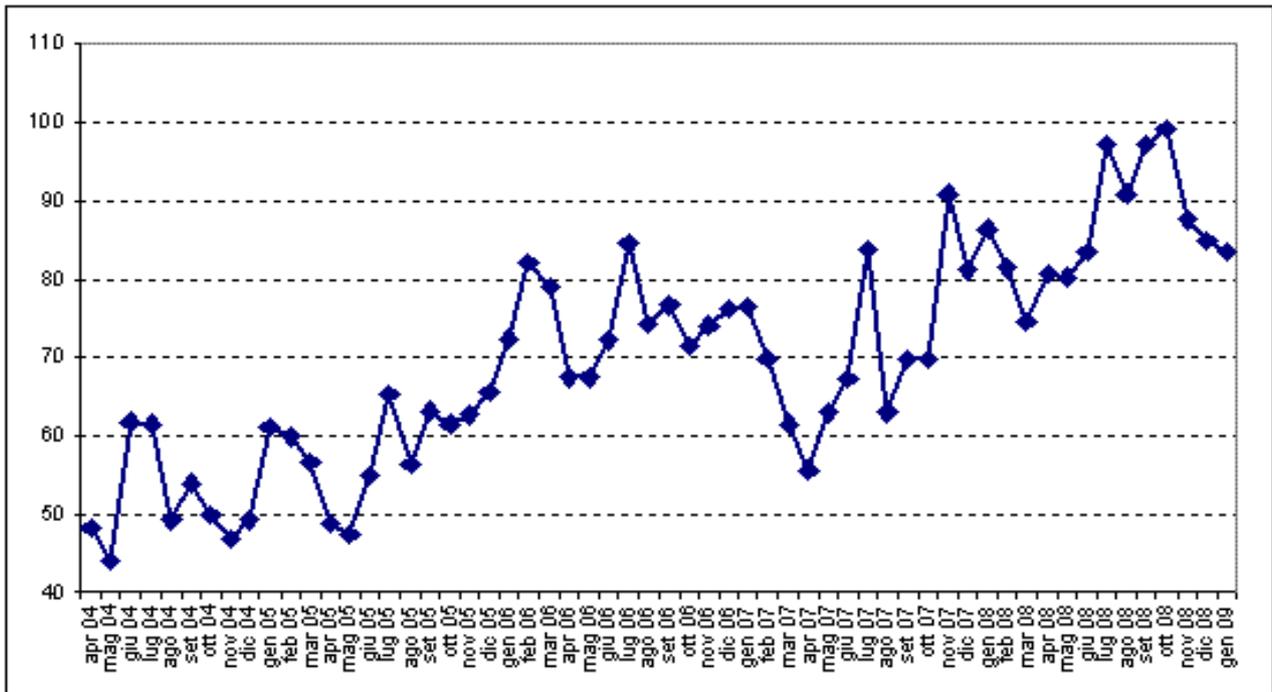


Figura 3 L'andamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN) fra il 2004 ed il 2009 è illustrato nella figura seguente (fonte: AEEG)

2.4. La liberalizzazione del mercato del gas naturale

Nel 2000 il decreto legislativo 164/00, noto anche come Decreto Letta, ha recepito la direttiva comunitaria 98/30/CE sulla liberalizzazione della domanda e dell'offerta e sul libero accesso alle reti di trasporto per il settore del gas naturale. A differenza del comparto elettrico, quello del gas naturale partiva da una posizione teoricamente di vantaggio, in quanto non erano presenti monopoli di legge a nessun livello della filiera (produzione/importazione - trasporto - consumo), salvo alcuni diritti esclusivi per la coltivazione dei giacimenti dell'Emilia-Romagna e di alcune zone dell'Adriatico concessi al gruppo ENI.

Nella pratica, però, il processo di liberalizzazione si è avviato in una realtà di monopolio di fatto a vari livelli: la produzione, l'importazione, lo stoccaggio ed il trasporto del gas all'inizio del 2000 erano infatti controllate e gestite da un operatore principale (ENI/SNAM) che copriva rispettivamente le quote del 89%, 91%, 99% e 96% del mercato.

Le motivazioni alla base di ciò vanno ricercate nelle dimensioni aziendali richieste per poter stipulare contratti di lungo termine take or pay con paesi quali l'Algeria e la Russia e negli investimenti e nelle competenze necessarie per poter partecipare alle attività di coltivazione, trasporto e stoccaggio.

La distribuzione, ossia l'attività di trasporto sulle reti cittadine a bassa pressione, regolata da un sistema di concessioni rilasciate dai comuni, vedeva invece il coinvolgimento di un numero

cospicuo di aziende (circa 750), fra le quali l'operatore principale, ossia Italgas, copriva una quota di mercato del 30% circa.

Gli utenti finali erano suddivisi in due categorie: i grandi consumatori industriali, con consumi superiori ai 200.000 m³, ed i consumatori minori. I primi venivano riforniti direttamente dalla SNAM sulla base di un accordo con Confindustria, mentre la consegna ai secondi era effettuata dalle aziende di distribuzione locale attraverso un sistema di tariffe amministrato.

2.4.1. Il Decreto Letta, D. Lgs. 164/00

Il Decreto Letta si è inserito in questo contesto col compito di condurre progressivamente verso una condizione di concorrenza sia per la domanda, sia per l'offerta, garantendo il libero accesso alle reti di trasporto. A tal fine la riforma del settore prevede varie misure:

- la separazione contabile e/o societaria del processo fra le attività di importazione, di trasporto e dispacciamento, di distribuzione e vendita di gas e di stoccaggio;
- la riduzione della quota di mercato, relativamente alle immissioni in rete, dal 75% al 61% dal 2002 al 2010;
- una quota massima di vendita per singolo operatore pari al 50% dei consumi nazionali;
- la completa apertura del mercato a partire dal 2003.

Le funzioni relative alla definizione delle regole attuative del decreto sono attribuite al Ministero per lo Sviluppo Economico (MSE) ed all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG). Il MSE ha le competenze in merito all'autorizzazione delle importazioni da paesi extra-UE, ai poteri in materia di coltivazione insieme alle Regioni, all'amministrazione delle autorizzazioni di vendita, alle regole tecniche di interconnessione, alle funzioni in materia di programmazione energetica ed alla concessione di deroghe per i contratti take or pay.

All'Autorità per l'energia elettrica e per il gas, incaricata dalla legge 481 del 14/11/95 di regolare il settore e consentirne la transizione verso il nuovo assetto, spetta l'emanazione in materia di sistema tariffario da applicare alle fasi dello stoccaggio, del trasporto, della distribuzione e della vendita ai clienti vincolati.

2.5. Tariffe e prezzi

La liberalizzazione dal lato domanda, sebbene già operativa da un punto di vista formale, richiederà del tempo affinché i piccoli utenti, non solo quelli domestici, si avvalgano dell'opportunità di cambiare il fornitore. La dimensione rende nulla la possibilità di contrattazione e dunque, anche in ragione del permanere di condizioni poco concorrenziali dal lato dell'offerta, i benefici di un cambio potrebbero essere collegati più alla fornitura congiunta di gas naturale e elettricità o servizi (programmi fedeltà, tecnologie per l'uso efficiente dell'energia, acqua, telefonia, etc), che non alla riduzione pura del costo del gas.

Del resto, la liberalizzazione non ha portato in tutti i casi benefici sul costo di acquisto del gas nemmeno per alcuni utenti medi. In particolare, alcuni utenti industriali in deroga hanno visto crescere la loro bolletta sul gas naturale.

Per favorire la transizione per i clienti al di sotto dei 200.000 m³/anno dal mercato vincolato a quello libero, l'Autorità ha prolungato con la delibera 207/02 la validità delle tariffe di vendita del gas naturale in vigore fino alla fine del 2002 e regolamentate dalla delibera 237/00. In pratica gli utenti appartenenti a quella data al mercato vincolato rimarranno sottoposti a tariffa fino al primo cambio di fornitore.

2.5.1. La delibera AEEG 138/03

La delibera 138/03 (e successivi aggiornamenti) regola le condizioni economiche di vendita ai clienti finali che decidono di rimanere nel mercato vincolato. Sono previste le seguenti componenti:

- prezzo all'ingrosso;
- quota di trasporto e stoccaggio;
- quota di distribuzione;
- quota di vendita.

Si precisa che quanto disposto dalla delibera 138/03 non si applica ai combustibili gassosi diversi dal gas naturale, anche se distribuiti a mezzo di rete (es. GPL, gas distribuito con carri bombolai), per i quali sono in vigore condizioni determinate dalle delibere 173/04 e 174/04 (e successivi aggiornamenti).

Il prezzo di acquisto del gas naturale risulta composto da una serie di fattori, fra cui sono inclusi il costo all'ingrosso del vettore energetico, le tariffe di trasporto, distribuzione e stoccaggio regolate dall'Autorità, le imposte e l'IVA.

Il loro peso varia a seconda dei consumi (entità e regolarità), della localizzazione geografica, dai punti di consegna e riconsegna del gas e della tipologia di utilizzo.

Il costo all'ingrosso del gas dipende fondamentalmente dalle quantità trattate, annualmente e giornalmente, oltreché dalla congiuntura internazionale e dall'andamento del prezzo del petrolio. Le imposte sono in funzione dell'utilizzo e gravano particolarmente sul settore civile. L'IVA è del 20% in tutti i casi, salvo che per la cottura cibi e la generazione elettrica.

Le tariffe di trasporto, rigassificazione e stoccaggio sono definite nelle delibere 166/05, 178/05 e 50/06 (e successive integrazioni e modifiche). La delibera 237/00 e la delibera 138/03 fissano le condizioni per l'individuazione delle tariffe di distribuzione. Tali delibere sono scaricabili nella sezione normativa del sito web della FIRE, insieme agli aggiornamenti delle componenti tariffarie. Si evidenzia come soprattutto le componenti relative alla distribuzione variano in modo consistente

da un ambito tariffario all'altro, in ragione di considerazioni legate all'ambito tariffario, alla zona geografica ed alle caratteristiche del parco clienti.

La **ripartizione dei costi** fra le varie componenti, nel caso del mercato vincolato e per il trimestre gennaio - marzo 2009, è stata la seguente:

- materia prima: (41,4%);
- trasporto: (4,2%);
- stoccaggio: (1,2%);
- distribuzione: (9,4%);
- commercializzazione all'ingrosso: (4,5%);
- commercializzazione al dettaglio: (3,6%);
- imposte: (35,6%);
- costo medio totale: 79,33 c€/m³.

Le componenti su cui i clienti idonei possono fare leva per spuntare condizioni migliori sono fondamentalmente legate ai costi di distribuzione e trasporto. A tal fine, oltre all'andamento del profilo di prelievo dell'utenza, gioca un peso importante il parco utenti del fornitore. Anche per questa ragione è importante confrontare più offerte al momento della scelta del grossista.

Si segnala infine che nel settore gas è nato un mercato su iniziativa degli operatori, che farà da base per una futura borsa, all'interno del quale vengono scambiati i quantitativi di gas naturale relativi al punto di interconnessione virtuale di cui alla delibera 22/04 dell'Autorità. Gli scambi effettuati Punto di Scambio Virtuale (PSV) sono sintetizzati nella Figura 4.

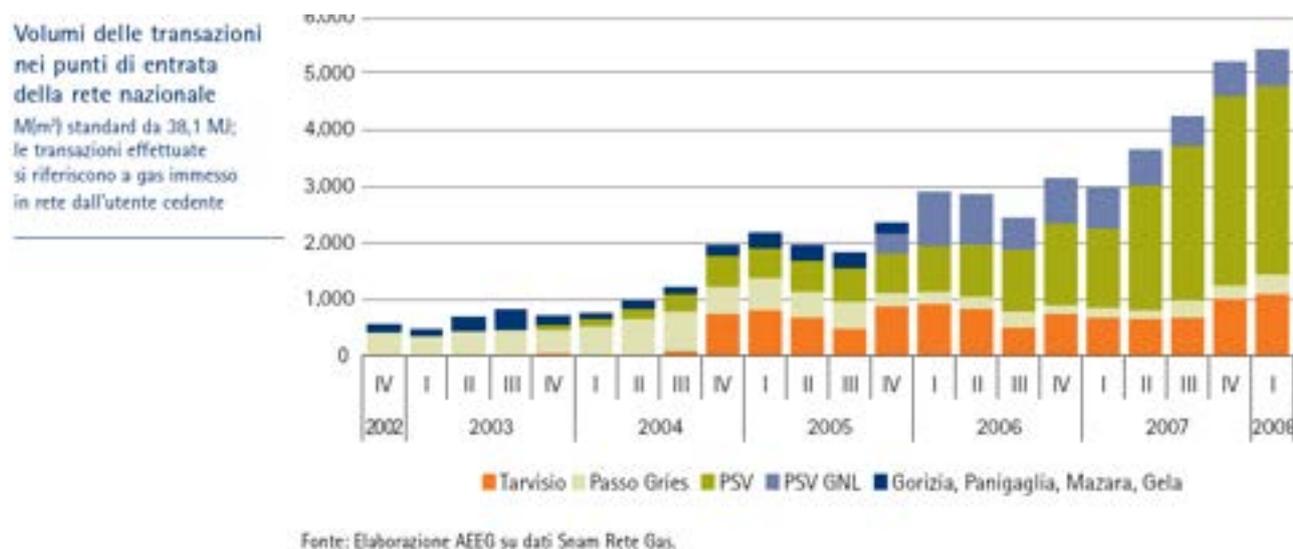


Figura 4 Volumi delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale

3. GLI ORGANISMI E GLI ATTORI DEL SETTORE DELL'ENERGIA

3.1. Ministeri e organismi decisionali coinvolti nel settore dell'energia

Di seguito si riportano le principali istituzioni coinvolte nel settore energetico.

3.1.1. Il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE)

Il Ministero dello Sviluppo Economico, già Ministero delle Attività Produttive e Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato, oltre all'attività di indirizzo nei confronti dell'Autorità e del settore energetico in generale, concede le concessioni ai distributori ed emana le convenzioni tipo nell'ambito delle concessioni nazionali. Esso rilascia inoltre la VIA per gli impianti termoelettrici di potenza termica superiore ai 300 MW, in base alla procedura semplificata attivata dalla Legge 9 aprile 2002, di concerto con il Ministero dell'Ambiente.

3.1.2. Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM)

Il Ministero dell'Ambiente, oltre all'attività di indirizzo nei confronti dell'Autorità e del settore energetico in generale, è responsabile delle attività di indirizzo in campo ambientale, partecipa insieme al MSE alla formazione di provvedimenti in campo energetico e rilascia la VIA per gli impianti termoelettrici di potenza termica superiore ai 300 MW, in base alla procedura semplificata attivata dalla Legge 9 aprile 2002, di concerto con il Ministero dello Sviluppo Economico.

3.1.3. L'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG)

L'Autorità ha il compito di controllare e regolamentare i settori dell'energia elettrica e del gas. Fra le sue competenze rientrano le tariffe per il mercato vincolato, la definizione degli standard di qualità del servizio, la determinazione degli aspetti connessi alla separazione contabile ed amministrativa delle attività, l'informazione e la trasparenza, nonché la formulazione di pareri e segnalazioni sulle forme di organizzazione del mercato. L'Authority è inoltre il soggetto incaricato di individuare le linee guida per il funzionamento del meccanismo dei titoli di efficienza energetica. L'intensa attività normativa può essere visionata nel sito internet dell'AEEG.

3.2. Attori principali del mercato elettrico

Di seguito si riportano le principali istituzioni coinvolte nel mercato elettrico.

3.2.1. Gestore dei Servizi Elettrici (GSE)

Il Gestore dei Servizi Elettrici, già Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale e Gestore del Sistema Elettrico, dal 2005 ha un ruolo centrale nella gestione, promozione e incentivazione delle fonti rinnovabili e cogenerazione in Italia, rilasciando la garanzia d'origine, la qualifica IAFR (Impianto Alimentato a Fonti Rinnovabili), i certificati verdi e la tariffa omnicomprensiva, i certificati RECS e gestendo l'incentivazione in conto energia per il fotovoltaico, lo scambio sul posto e il conto energia. Il nome corrente è in vigore da ottobre 2006.

3.2.2. Gestore del Mercato Elettrico (GME)

Il Gestore del Mercato Elettrico è una società per azioni controllata dal GSE che ha il compito di assicurare il funzionamento del mercato elettrico e, in particolare della borsa dell'energia e di quelle per la compravendita dei certificati verdi, dei titoli di efficienza energetica e delle unità di emissione. Il Gestore ha inoltre attivato una piattaforma per lo scambio delle quote di emissione nel nostro Paese.

3.2.3. Acquirente Unico (AU)

L'Acquirente Unico è una società per azioni controllata dal GSE. I suoi compiti consistono nello stipulare e gestire i contratti di fornitura per i clienti del mercato vincolato, approvvigionandosi attraverso varie modalità (contratti bilaterali, aste, borsa, importazioni, etc). L'energia acquistata viene ceduta ai distributori e da questi ai clienti vincolati. Si tratta di un soggetto previsto dalla direttiva comunitaria di liberalizzazione del mercato, ma creato ed attivato solo nel nostro Paese.

3.3. Le reti nazionali

Di seguito si riportano le principali istituzioni coinvolte nella gestione delle reti.

3.3.1. Terna - Rete Elettrica Nazionale spa

È la società responsabile in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale. L'assetto attuale è il risultato dell'acquisizione, nel mese di novembre 2005, del ramo di azienda del GRTN come definito dal DPCM 11 maggio 2004.

3.3.2. SNAM Rete Gas

È la società del gruppo ENI che è il principale operatore in Italia per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale, nonché l'unico operatore italiano per la rigassificazione di GNL (gas naturale liquefatto).

4. ENTI, AGENZIE E ASSOCIAZIONI PRINCIPALI OPERANTI NEL SETTORE

4.1. Ente Nazionale per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente (ENEA)

L'ENEA è l'ente di stato incaricato di condurre attività di ricerca e di supportare la Pubblica Amministrazione centrale e locale sui temi dell'energia e l'ambiente. L'ente conduce svariate attività ed è coinvolto in numerosi progetti nazionali ed europei.

Fra le pubblicazioni annuali dall'ENEA si segnalano il Rapporto Energia e Ambiente ed il Rapporto sulle Fonti Rinnovabili. Per un elenco esaustivo delle attività condotte dall'Ente si rimanda al sito web.

4.2. Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA - ex APAT)

L'ISPRA è l'Istituto incaricato di svolgere un supporto operativo al Ministero dell'Ambiente relativamente ai temi ambientali. Essa coordina le Agenzie regionali (ARPA) nello svolgimento di tali attività.

Fra le pubblicazioni annuali dall'ex APAT si segnalano i vari rapporti sullo stato dell'ambiente, sulle emissioni e sui rifiuti. Per un elenco esaustivo delle attività condotte dall'Ente si rimanda al sito web.

4.3. Associazioni di settore

Nel settore dell'energia operano varie associazioni, fra cui si distinguono:

- le associazioni di categoria, che curano gli interessi di gruppi particolari, svolgendo attività di lobby, oltreché di informazione (es. Confindustria, - Assoelettrica, Federutility, Federgasacqua, Assotermica, ANIE, APER, Italcogen, Cogena, Assosolare, Assolterm, Fiper, Gifi);
- le associazioni tecnico-scientifiche e le Fondazioni, che promuovono buone pratiche nel settore dell'energia, come le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica, e collaborano con le istituzioni per attivare iniziative atte a favorire tali pratiche (es. FIRE, ISES Italia, Kyoto Club, AIEE, Fondazione ENI, Fondazione Energia);
- gli organi normativi, che si occupano dello sviluppo della normativa tecnica (es. UNI, CEI, CTI).

4.4. Produttori di energia elettrica

Si tratta delle persone fisiche o giuridiche che generano energia elettrica, indipendentemente dalla proprietà dell'impianto. La Figura 5 illustra il bilancio della generazione elettrica, da cui è possibile

trarre utili indicazioni circa l'andamento delle diverse fonti. Ad esempio si nota come il peso del gas naturale sia andato aumentando progressivamente, mentre le fonti rinnovabili sono rimaste pressoché costanti.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Produzione termoelettrica	218.549	216.792	227.646	238.291	240.488	246.918	255.420	258.356
Solidi	26.272	31.730	35.447	38.813	45.518	43.606	44.207	45.000
Gas naturale	97.608	95.906	99.414	117.301	129.772	149.259	158.079	168.200
Prodotti petroliferi	85.878	75.009	76.997	65.771	47.253	35.846	33.830	25.860
Altri	8.791	14.147	15.788	16.406	17.945	18.207	19.304	19.296
Produzione da fonti rinnovabili	51.386	55.087	49.013	47.971	55.669	49.893	52.239	50.423
Biomassa e rifiuti	1.906	2.587	3.423	4.493	5.637	6.155	6.745	7.200
Eolico	563	1.179	1.404	1.458	1.847	2.343	2.971	4.144
Fotovoltaico	6	5	4	5	4	4	2	40
Geotermico	4.705	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325	5.527	5.570
Idroelettrico da apporti naturali	44.205	46.810	39.519	36.674	42.744	36.067	36.994	33.469
Produzione idroelettrica da pompaggi	6.695	7.115	7.743	7.603	7.164	6.860	6.431	5.574
Produzione totale	276.629	278.995	284.401	293.865	303.321	303.672	314.090	314.353
Per memoria:								
Produzione idroelettrica totale	50.900	53.926	47.262	44.277	49.908	42.927	43.425	39.043

Produzione lorda
per fonte 2000-2007
GWh

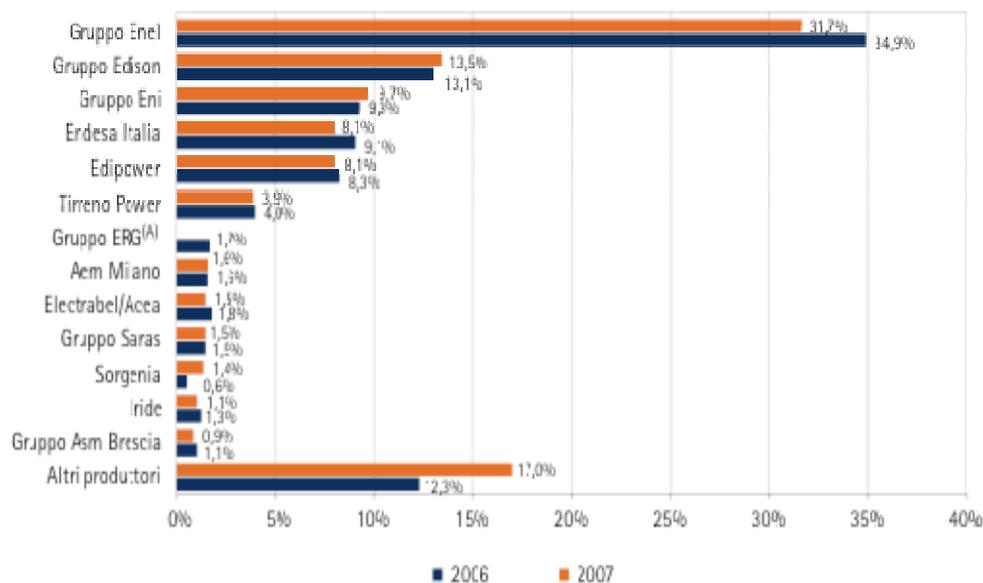
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna. I dati relativi al 2007 sono provvisori.

Figura 5 Produzione lorda per fonte 2000 – 2007

In seguito ai provvedimenti previsti dal decreto Bersani, il gruppo ENEL mantiene un ruolo predominante, sebbene la sua quota si sia ridotta notevolmente rispetto alla situazione antecedente all'avvio del processo di liberalizzazione, come si può apprezzare dalla Figura 6 che riporta i principali operatori attivi nel mercato italiano lato produzione.

Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale e lorda

Confronto 2006-2007, dati in percentuale

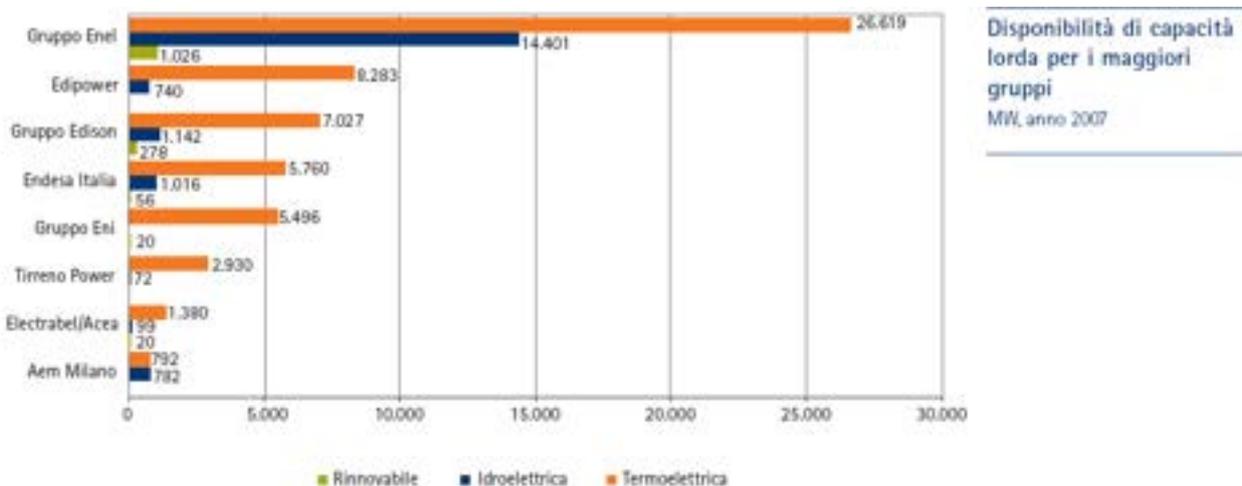


34,9% del totale di produzione nel 2007 del gruppo ERG non sono stati convertiti.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Figura 6 Contributo dei principali operatori alla produzione di energia elettrica nazionale lorda, confronto 2006-2007 dati in percentuale

La Figura 7 mostra peraltro come l'ENEL disponga degli impianti di pompaggio, circostanza che ne rafforza il potere di mercato ben oltre la quota relativa.



Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi MW, anno 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Figura 7 Disponibilità di capacità lorda per i migliori maggiori gruppi, MW. Anno 2007

4.5. Produttori di gas naturale

Per quanto riguarda il gas naturale, le attività di produzione sono andate calando a partire dalla metà degli anni Novanta. Attualmente la quota nazionale è scesa sotto il 15% e si appresta a raggiungere il 10% del fabbisogno (Figura 8).

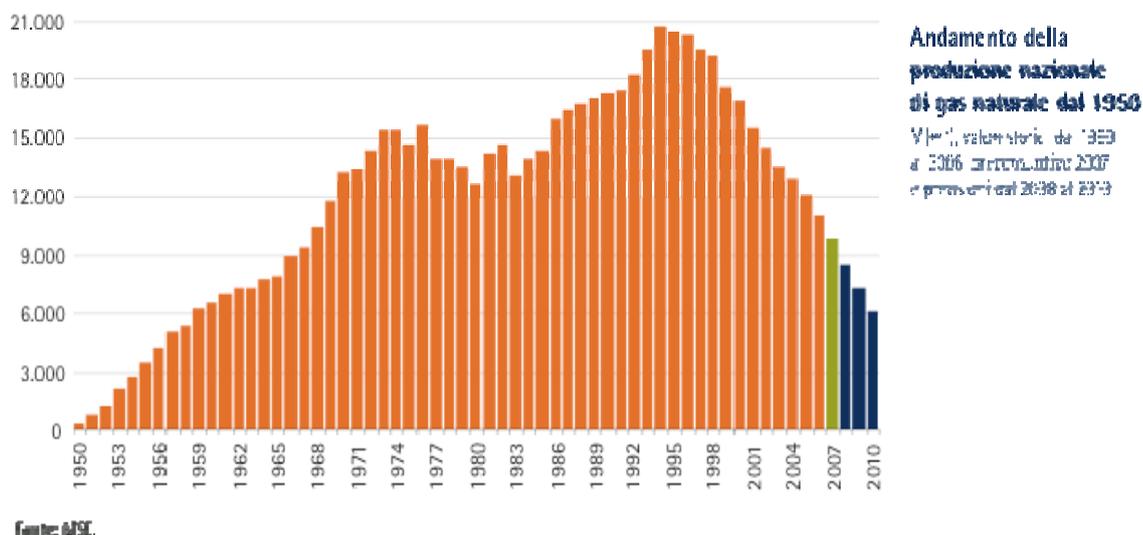


Figura 8 Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1950, M(m³); valori storici dal 1950 al 2006, preconsuntivo 2007 e previsioni dal 2008 al 2010

Gli attori coinvolti in tale attività sono indicati nella Figura 9.

SOCIETÀ	M(m ³)	QUOTA %
Gruppo Eni	7.875	86,2
Gruppo Edison	674	7,4
Gruppo Royal Dutch Shell	340	3,7
Gruppo Gas Plus	236	2,6
Altri	6	0,1
TOTALE	9.132	100,0
TOTALE (Fonte: MSE)	9.706	-

Produzione di gas naturale in Italia nel 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Figura 9 Produzione di gas naturale in Italia nel 2007

Collegata all'attività di produzione è quella di stoccaggio; e essa si serve di giacimenti ormai esauriti, oltre alla capacità insita nella rete di trasporto e consente di operare un'ampia modulazione per venire incontro alle esigenze della domanda, come illustrato in Figura 10. Viene esercitata prevalentemente da ENI ed Edison.

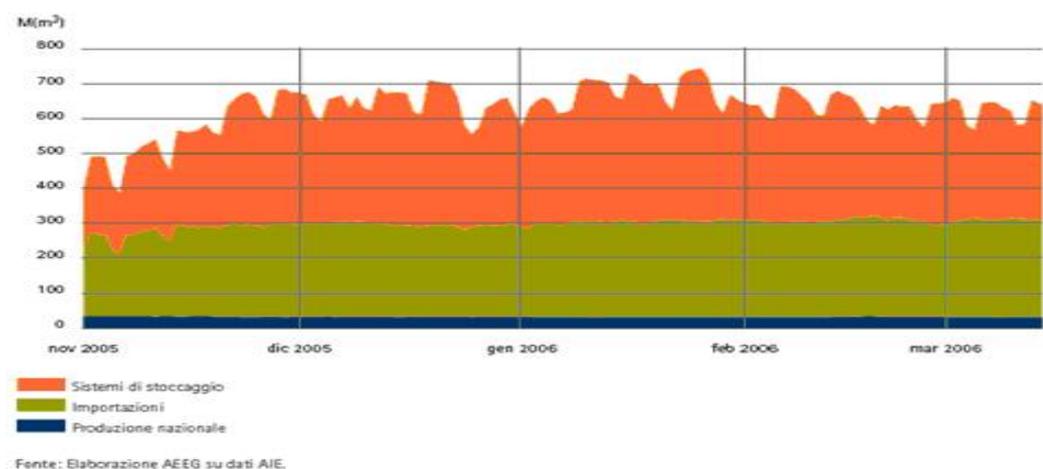


Figura 10 Copertura della domanda di gas nell'inverno 2005-2006

4.6. Distributori, grossisti e clienti

4.6.1. Distributori

Le attività di distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale, essendo monopoli naturali, sono svolte su concessione dello stato (le prime) e degli Enti Locali (le seconde).

I distributori sono responsabili dell'allacciamento degli utenti, sia idonei, sia vincolati, e del servizio di misura. Sono sottoposti ad un regime di incentivi e penalità, introdotto dall'AEEG, per garantire livelli standard di qualità commerciale e di continuità di servizio sulle proprie reti.

I maggiori distributori sono inoltre sottoposti all'obbligo di realizzare interventi inerenti all'uso razionale dell'energia presso l'utenza, al fine di ridurre i consumi in energia primaria secondo obiettivi fissati dai decreti sull'efficienza energetica.

4.6.2. Grossisti

Sono le persone fisiche o giuridiche che acquistano e vendono energia elettrica e/o gas naturale senza esercitare attività di produzione e distribuzione all'interno dell'Unione Europea. Nelle Figura 11 sono riportate le quote di mercato per ciascuno dei maggiori operatori attivi sul mercato libero dell'energia elettrica nel 2007, mentre nella Figura 12 vi sono le vendite dei principali grossisti del gas naturale.

GRUPPO	VOLUMI (GWh)	QUOTA %
Enel	44.717	24,0%
Edison	20.844	11,5%
Eni	12.030	6,6%
Axpo Group	10.733	5,9%
Electrabel/Acea	9.706	5,3%
CIR	8.158	4,5%
Ergon Energia	7.566	4,2%
Altri esercenti	67.925	37,4%
TOTALE OPERATORI MERCATO LIBERO	181.677	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Principali esercenti
sul mercato libero
Anno 2007

Figura 11 Principali esercenti sul mercato libero, 2007

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	22.135	29.508	51.643
Enel Trade	5.660	7.471	13.131
Edison	4.274	1.502	5.776
Plurigas	2.517	1.080	3.597
Gaz de France sede secondaria	1.771	698	2.470
Hera Trading	1.322	18	1.340
ENOI	1.113	39	1.152
Aem Trading	1.077	1	1.078
Blugas	973	58	1.030
Sorgenia	889	1.336	2.226
AceaElectrabel Trading	831	5	836
Dalmine Energie	780	393	1.173
Gas Plus Italiana	730	0	730
Elettrogas	681	0	681
2B Energia	614	0	614
Enia Energia	594	1.056	1.651
EGL Italia	585	53	638
Begas Energy International	568	27	594
Spigas	538	108	646
Asm Brescia	537	0	537
Italtrading	498	23	521
Iride Mercato	478	850	1.327
ENOVA	438	6	444
Shell Italia E&P	424	0	424
E.ON Ruhrgas AG	388	119	507
Energy Trade	381	0	381
Worldenergy SA	328	0	328
Altri	2.508	3.092	5.600
TOTALE	53.631	47.443	101.074

Vendite dei principali
grossisti nel 2007
M(m³)

Figura 12 Vendite dei maggiori grossisti di gas naturale nel 2007, M(m³)

4.6.3. Clienti idonei

I clienti idonei erano gli utenti non domestici che, essendo stati autorizzati a scegliere liberamente il fornitore, hanno lasciato il mercato vincolato. Dal 1 luglio 2007, tutti i clienti elettrici hanno facoltà di scegliere liberamente il proprio fornitore, mentre dal 2004 tale possibilità ha riguardato gli utenti

dotati di partita IVA. La Figura 13 riporta la quota di liberalizzazione del mercato lato domanda per il mercato elettrico.

TIPOLOGIA DI MERCATO ^(A)	RIFERIMENTO TEMPORALE	VOLUMI GWh	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(B)
Mercato vincolato	Primo semestre 2007	60.648	17.754.718
Mercato di maggior tutela	Secondo semestre 2007	49.243	16.837.635
Mercato di salvaguardia	Secondo semestre 2007	9.497	142.274
Mercato libero	Anno 2007	181.678	1.505.791
Mercato totale	Anno 2007	301.066	36.240.417

Struttura del mercato finale della vendita nel 2007

A) La segmentazione del mercato tra vincolato, maggior tutela e salvaguardia deve essere considerata in prima approssimazione data la limitata comparabilità dei dati semestrali.

(B) I punti di prelievo, per i dati semestrali, sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

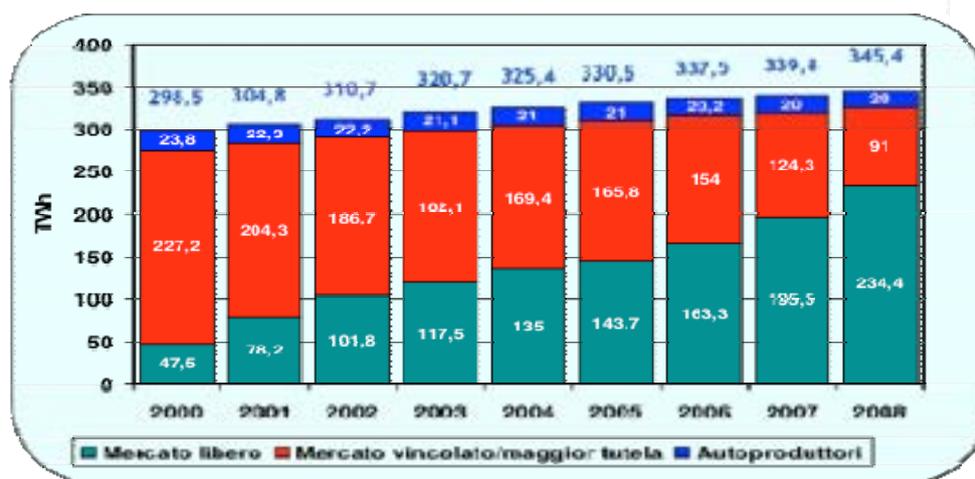
Figura 13 Struttura del mercato elettrico finale della vendita nel 2007

Dal 2003 sono clienti potenzialmente idonei tutti gli utenti del mercato del gas naturale. Per ora pochi utenti di piccola taglia hanno optato per sfruttare tale opportunità, come mostra la Figura 14.

Il mercato di riferimento

Domanda di energia elettrica nel mercato libero e vincolato o di maggior tutela*

Quote AU: 2007 → 36,5% 2008 → 26,3%



* Energia (TWh) 2001 - 2006 consuntivi; 2007 e 2008 previsioni

Figura 14 Domanda di energia elettrica nel mercato libero e vincolato o di maggior tutela

4.6.4. Clients tutelati

Nel mercato elettrico, i regimi di maggior tutela e salvaguardia sono dei regimi creati per “tutelare” appunto quei clienti prima “vincolati”, diventati idonei a decorrere dal 1° luglio 2007, quando si è conclusa l'ultima fase del processo di liberalizzazione. L'erogazione del servizio per i clienti finali domestici non riforniti di energia elettrica sul mercato libero è garantita dall'impresa di distribuzione, anche attraverso apposite società di vendita, mentre la funzione di approvvigionamento continua ad essere svolta dall'Acquirente Unico Spa di cui all'articolo 4 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Le imprese connesse in bassa tensione, aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro sono comprese nel regime di tutela attraverso il regime di salvaguardia.

Nel mercato del gas naturale, la liberalizzazione si è conclusa nel 2003; i clienti che non hanno deciso di passare al mercato libero, sono riforniti alle condizioni economiche definite dall'Autorità; per i soli clienti domestici è inoltre previsto che, anche in caso di cambio del fornitore, sia sempre possibile ritornare alle condizioni di fornitura definite dall'AEEG. I clienti domestici e i clienti con consumi ridotti (fino a 200.000 metri cubi l'anno) che non passano al mercato libero continuano ad essere riforniti dallo stesso venditore che li riforniva al momento della liberalizzazione, a condizioni e prezzi regolati.

5. ESCO E SERVIZI ENERGETICI

5.1. Introduzione

La realizzazione di azioni per il miglioramento dell'efficienza energetica richiede competenze ed esperienza. Sono infatti necessari una diagnosi, che individui le richieste energetiche dell'azienda o dell'edificio (presenti e, possibilmente, future) e le opportunità di intervento offerte dalla recente tecnologia adattabili alla situazione in esame; un'analisi di fattibilità tecnico-economico-finanziaria dei possibili progetti individuati, ed un'opera di convincimento dei decisori.

In alcuni casi, come per la Pubblica Amministrazione, interventi interessanti sono difficili da implementare per la carenza di fondi; rispetto alle esigenze complessive, poi, l'energia occupa molto spesso un ruolo solo secondario.

D'altra parte gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, siano essi di eliminazione degli sprechi e ottimizzazione gestionale, di miglioramento tecnologico o di ricorso alle fonti rinnovabili, hanno la caratteristica comune di produrre un flusso di cassa positivo grazie al risparmio in bolletta che consentono di ottenere (o alla vendita di energia elettrica e/o calore ad altri utenti o alla rete).

Esistono inoltre numerose azioni in questo ambito che consentono di ottenere ottimi risultati attraverso tecnologie e metodologie provate ed affidabili, senza tirare in ballo sistemi innovativi. Queste caratteristiche sono alla base del concetto di ESCO (Energy Service Company) e di finanziamento tramite terzi.

5.2. Cos'è una ESCO

Il **D,Lgs. 115/08** che recepisce la direttiva 2006/32/CE efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici, dà una definizione precisa di ESCO: "persona fisica o giuridica che fornisce servizi energetici ovvero altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica nelle installazioni o nei locali dell'utente e, ciò facendo, accetta un certo margine di rischio finanziario. Il pagamento dei servizi forniti si basa (totalmente o parzialmente) sul miglioramento dell'efficienza energetica conseguito e sul raggiungimento degli altri criteri di rendimento stabiliti". Per servizio energetico si intende "la prestazione materiale, l'utilità o il vantaggio derivante dalla combinazione di energia con tecnologie ovvero con operazioni che utilizzano efficacemente l'energia, che possono includere le attività di gestione, di manutenzione e di controllo necessarie alla prestazione del servizio, la cui fornitura è effettuata sulla base di un contratto e che in circostanze normali ha dimostrato di portare a miglioramenti dell'efficienza energetica e a risparmi energetici primari verificabili e misurabili o stimabili".

In sostanza, si tratta di società che operano nel settore dell'energia offrendo servizi integrati all'utente - progettazione, installazione, manutenzione e gestione degli impianti - in una logica di energy performance contracting e di finanziamento tramite terzi.

Si tratta di caratteristiche in grado di aiutare lo sviluppo del mercato dell'efficienza e di dare un valore aggiunto rispetto alle società tradizionali.

Sempre il D.Lgs. 115/08 introduce le ESPCo: "soggetto fisico o giuridico, ivi incluse le imprese artigiane e le loro forme consortili, che hanno come scopo l'offerta di servizi energetici atti al miglioramento dell'efficienza nell'uso razionale dell'energia". La differenza sostanziale tra i due operatori sta principalmente nell'accettazione del rischio finanziario da parte della ESCo.

Con l'art. 16 del D.Lgs. 115/08 si cerca di mettere ordine qualificando i fornitori e i servizi energetici: "allo scopo di promuovere un processo di incremento del livello di qualità e competenza tecnica per i fornitori di servizi energetici, con uno o più decreti del Ministero dello sviluppo economico è approvata, a seguito dell'adozione di apposita norma tecnica UNI-CEI, una procedura di certificazione volontaria per le ESCo"

5.2.1. Gli schemi operativi

Il *finanziamento tramite terzi* ed il *project financing* sono descritti in apposite sezioni del corso. Gli schemi fondamentali con cui opera una ESCo fanno riferimento al primo strumento, in quanto l'entità degli investimenti raramente raggiunge le soglie del secondo (almeno 5-10 milioni di Euro). Riferendosi alla Figura 15, la ESCo interviene presso l'utente realizzando le opere individuate nell'ambito di una diagnosi energetica e stipula un contratto per la manutenzione e gestione degli impianti.

L'utente gira tutto o parte del risparmio alla ESCo (si tratta di circa 500-1000 €/tep a seconda del settore di appartenenza, riferendosi i valori più alti al settore civile ed alle piccole imprese artigiane), che si ripaga in tal modo dei costi sostenuti per l'intervento e delle spese per la manutenzione e gestione degli impianti, garantendosi un adeguato utile.

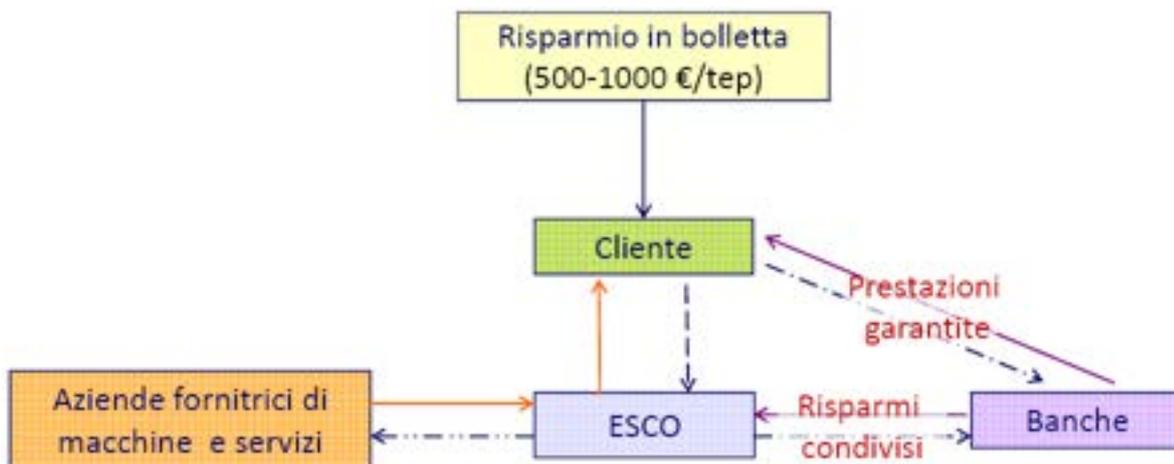


Figura 15 Due possibili schemi di intervento di una ESCo: Prestazioni garantite o risparmi condivisi

Quello che la ESCo offre al cliente è la garanzia dei risultati, insieme all'assunzione di almeno una parte del rischio finanziario dell'intervento. Questo significa che in alcuni casi l'utente è chiamato a partecipare all'investimento con una quota (equity), che può variare dal 20-40% al 50-70% a seconda del grado di rischio dell'intervento e degli accordi presi.

5.3. Cosa fa una ESCO

Le attività che una ESCo deve svolgere, direttamente o avvalendosi di accordi con soggetti terzi, sono le seguenti:

- diagnosi energetica approfondita;
- identificazione dei possibili interventi;
- finanziamento del progetto;
- progettazione esecutiva;
- installazione e realizzazione delle opere;
- gestione e manutenzione degli impianti;
- acquisto dei vettori energetici;
- monitoraggio e verifica dei risultati.

Una ESCo è una società che deve presentare una forte competenza tecnica, che le consenta di valutare al meglio quali interventi proporre e come progettare e gestire gli impianti, la capacità di gestire rischi di vario genere (finanziari, tecnici, di impresa, di mercato, legati alla normativa, etc) ed un'attitudine alla comprensione delle esigenze e peculiarità del cliente, alla comunicazione ed al dialogo. Ciò, almeno, sarà necessario per competere efficacemente in un mercato che si preannuncia piuttosto affollato ed in cui i margini di profitto tenderanno a calare anche per le minori possibilità di trovare interventi "facili".

Le attività più delicate che la ESCo si trova a condurre, da cui dipendono le performance raggiungibili, riguardano:

- la diagnosi energetica iniziale;
- i rapporti con le banche e i partner tecnologici;
- la gestione e manutenzione degli impianti.

Dall'esito della prima dipendono le scelte sugli interventi e la predisposizione dei business plan. Eventuali errori, in verità piuttosto frequenti, possono costare molto cari. È essenziale che non ci si limiti ad analisi superficiali e non si prendano per buoni i dati forniti dai clienti senza verificarne la correttezza. Oltre agli aspetti tecnici vanno presi in considerazione le abitudini degli utilizzatori degli impianti, la logica di controllo e gestione di questi ultimi ed i possibili cambiamenti che potrebbero interessare il cliente con ripercussione sull'uso degli impianti.

La gestione dei rischi finanziari è un'altra delle peculiarità che fanno forte una ESCo. È quindi essenziale stabilire dei rapporti proficui con gli istituti di credito, circostanza che richiede credibilità e business plan ben strutturati e solidi, e garantirsi per quanto riguarda la fornitura nei tempi previsti di macchine e componenti, appoggiandosi e stipulando accordi con più partner.

Gli aspetti gestionali, infine, coprono spesso la maggior parte dei costi nell'ambito dei contratti stipulati, potendo arrivare a percentuali dell'ottanta per cento del totale. Ciò significa che più che porre attenzione al valore degli investimenti iniziali, occorre essere in grado di ottimizzare la manutenzione e gestione degli impianti, garantendo tempi di intervento minimi (ad esempio, attraverso idonee procedure di telegestione), di pianificare al meglio la presenza del personale sui territori interessati dalle attività o di coinvolgere il personale del cliente in esse, intrattenendo rapporti chiari con i clienti.

Saper instaurare un dialogo proficuo con gli utenti, curandone le esigenze, educandoli all'utilizzo degli impianti e monitorando le prestazioni di questi ultimi, oltre a fornire preziose indicazioni su come migliorare i servizi offerti e renderli più efficaci, può evitare la nascita di contenziosi che, anche se favorevoli alla ESCo, si ripercuotono sempre in costi aggiuntivi ed in un danno d'immagine.

Uno dei temi più delicati è quello della verifica dei risultati. Negli Stati Uniti, caratterizzati da un mercato più maturo, sono stati messi a punto dei protocolli di misura e verifica che richiederanno comunque una messa a punto per una possibile estensione al mercato italiano. Nel frattempo, occorre valutare di volta in volta il da farsi. Sono pochi i casi in cui è facile individuare i consumi energetici connessi ad un certo servizio. In genere, bisogna ricorrere a stime e valutazioni che si prestano forzatamente ad interpretazioni. È interesse sia della ESCo, sia dell'utente, trovare accordi precisi da inserire nelle clausole contrattuali.

5.3.1. Le aree di intervento classiche per le ESCo

- l'illuminazione pubblica;
- l'illuminazione d'interni;
- il servizio energia;
- la cogenerazione;
- il rifasamento dei carichi elettrici;
- i motori elettrici industriali;
- la produzione e distribuzione di vapore ed aria compressa;
- la gestione ottimale dei contratti di fornitura dei vettori energetici.

5.4. ESCO e decreti sull'efficienza

I decreti ministeriali 20 luglio 2004 sull'efficienza energetica aprono importanti spazi di azione per le ESCo, in quanto ne fanno il soggetto principe per la realizzazione di interventi e per l'ottenimento di titoli di efficienza energetica.

A tale proposito, va chiarito che l'Autorità ha introdotto una definizione di società di servizi energetici che non vuole essere un'alternativa di quella del D.Lgs. 115/08 precedentemente data. Semplicemente, l'aver indicato tali società come quelle che presentano come oggetto sociale, anche non esclusivo, l'offerta di servizi integrati per la realizzazione e l'eventuale successiva gestione di interventi, dà un criterio semplice per determinare quali soggetti possono accedere al meccanismo dei decreti citati. Interessante notare che le società di servizi accreditate presso l'Autorità nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi si configurano come ESPCO, ma non necessariamente come ESCO. Questo aspetto ha rappresentato comunque una causa di confusione per il mercato, in quanto molti soggetti poco seri si sono affrettati a richiedere l'accreditamento per essere inseriti nell'elenco curato dall'Autorità, in modo da potersene "vantare" in pubblico. Onde evitare malintesi, il Regolatore ha sospeso la pubblicazione dell'elenco stesso, decidendo di dare evidenza solo alle società che abbiano effettivamente ottenuto dei titoli e si siano dunque dimostrate attive.

5.5. I servizi energetici

Il D.Lgs. 115/08 definisce il servizio energetico come "la prestazione materiale, l'utilità o il vantaggio derivante dalla combinazione di energia con tecnologie ovvero con operazioni che utilizzano efficacemente l'energia, che possono includere le attività di gestione, di manutenzione e di controllo necessarie alla prestazione del servizio, la cui fornitura è effettuata sulla base di un contratto e che in circostanze normali ha dimostrato di portare a miglioramenti dell'efficienza energetica e a risparmi energetici primari verificabili e misurabili o stimabili".

In ambito pubblico nel D.Lgs. 115/08 si definiscono le modalità di partecipazione agli appalti pubblici aventi ad oggetto l'affidamento della gestione dei servizi energetici e che prevedono unitamente all'effettuazione di una diagnosi energetica, la realizzazione di progetto in conformità ai livelli di progettazione specificati nell'art. 93 del D.Lgs. 163/06, nonché la realizzazione degli interventi attraverso lo strumento del finanziamento tramite terzi. Il criterio applicato è quello dell'offerta economicamente più vantaggiosa, secondo art. 83 del D.Lgs. 163/06, anche in mancanza di progetto preliminare redatto a cura dell'Amministrazione.

Nel Capo dedicato alla qualificazione dei servizi energetici, all'art. 16 del D.Lgs. 115/08, viene indicato, fra i contratti che possono essere proposti nell'ambito della fornitura di un servizio energetico, il contratto servizio energia. L'allegato II del D.Lgs. 115/08 disciplina gli aspetti fondamentali della materia, ovvero da indicazioni riguardo:

- ai requisiti del fornitore del contratto servizio energia,
- ai requisiti e alle prestazioni minime offerte nell'ambito di un contratto servizio energia
- ai requisiti e alle prestazioni aggiuntive offerte dal contratto servizio energia plus

5.6. Il mercato in italia

Al momento in Italia sono attive circa una quarantina di realtà che si dichiarano ESCo secondo i parametri definiti dal JRC di Ispra. Fra queste ne spiccano quattro con un fatturato superiore ai 500 M€: la Cofatech, la Siram, la CPL Concordia e la Elyo. A parte la CPL, per la quale i servizi offerti come ESCo costituiscono solo una parte delle attività, le altre tre società operano prevalentemente su grandi appalti nel settore pubblico e nella sanità.

In linea di massima si può effettuare una distinzione fra gli operatori in base ai servizi offerti:

- il facility management;
- la cogenerazione;
- l'illuminazione pubblica;
- l'illuminazione d'interni;
- la climatizzazione degli edifici;
- interventi specifici per il settore industriale.

La prima tipologia è tipica dei soggetti molto grandi, mentre le altre sono affrontabili anche dagli altri operatori.

Fra gli elementi positivi per lo sviluppo del mercato vanno considerati:

- l'alto costo dei combustibili;
- i DM 20 luglio 2004;
- l'evoluzione del ruolo degli energy manager e la struttura delle PMI italiane;
- la possibile diffusione del concetto di ESCo e di finanziamento tramite terzi nella P.A. e nel settore industriale.

Rimangono alcune problematiche da affrontare, legate fundamentalmente a:

- l'evoluzione della normativa;
- la risposta del sistema bancario all'evoluzione dei mercati;
- la definizione eventuale di protocolli di misura e verifica;
- la definizione di standard di qualità o di sistemi di certificazione per le ESCo.

Riferimenti utili per approfondimenti sulle ESCo e sui DM 20 luglio 2004.

5.7. Siti internet di interesse

- www.fire-italia.org

- <http://re.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency>
- www.evo-world.org

PARTE II
LA LEGISLAZIONE EUROPEA SULL'EFFICIENZA ENERGETICA E SULLE FONTI
RINNOVABILI

6. IL CONTESTO DI RIFERIMENTO

6.1. Il 20-20-20

La nuova direttiva sull'energia rinnovabile, che dovrebbe essere recepita e implementata entro il 2010, ha fissato dei target molto ambiziosi per tutti i 27 paesi membri, per permettere all'Unione europea di raggiungere entro il 2020 il 20% di energia da fonti rinnovabili, oltre a un 10% di energia rinnovabile nel settore dei trasporti. Il documento, che va a completare e ad affinare il quadro normativo per la promozione dell'elettricità "verde" da fonti rinnovabili, richiede piani di azione nazionali che in grado di fissare delle tappe certe per lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Europa, favorendo la creazione di meccanismi di cooperazione per il raggiungimento dei target, con un ritorno finanziario adeguato in relazione agli investimenti effettuati.

Per quel che riguarda l'efficienza energetica, ridurre il consumo di energia ed eliminare lo spreco, sono due degli obiettivi principali dell'Unione, secondo la quale il miglioramento dell'efficienza energetica risulterà decisivo per la competitività, la sicurezza dell'approvvigionamento, oltre che per il rispetto degli obblighi sottoscritti con il Protocollo di Kyoto. Il potenziale di riduzione dei consumi rappresenta una percentuale importante, specialmente nei settori ad alta intensità energetica come gli edifici, il manifatturiero e i trasporti. Alla fine del 2006, l'Unione ha stabilito una riduzione del suo consumo annuale di energia primaria del 20% entro il 2020; per raggiungere l'obiettivo, si sta operando per mobilitare l'opinione pubblica, i decision-makers e gli operatori di mercato per la definizione di standard minimi di efficienza energetica.

Nei paragrafi che seguono, si è cercato di fornire una sintesi di quella che è la situazione attuale delle politiche nazionali dei diversi stati membri sulle misure stabilite come incentivo per l'efficienza energetica e per l'energia prodotta da fonti rinnovabili.

6.2. Le misure di incentivo per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili nei paesi UE

6.2.1. I vecchi stati membri

L'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE) registra e conserva tutte le molteplici politiche nazionali e le misure di incentivo adottate dai singoli paesi a livello mondiale; il database AIE ha rappresentato dunque il punto di partenza per la ricerca qui presentata.

In Austria il governo centrale ha stabilito che la Bürges Förderungsbank provveda a sostenere investimenti in interventi di efficienza energetica come l'isolamento; nella cornice di un altro programma finanziato dal Fondo federale per l'ambiente, invece, le compagnie private possono

ottenere sussidi per l'uso di energie rinnovabili e per l'adozione di misure come il miglioramento dell'efficienza energetica e l'uso termico dei rifiuti. Anche il Fondo federale è gestito da una banca specializzata, la Kommunalkredit Public Consulting GmbH, su incarico del Ministero dell'Agricoltura, della silvicoltura, dell'ambiente e dell'acqua. Un ulteriore programma è stato lanciato nel 2003 per il finanziamento di interventi di efficienza energetica da parte di terzi negli edifici pubblici. Non mancano poi programmi per il risparmio energetico nel residenziale, con un totale di 2 milioni di euro all'anno investiti in programmi ad hoc, con il supporto statale tramite un accordo tra federazione e lander nella maggioranza delle abitazioni ristrutturate o costruite.

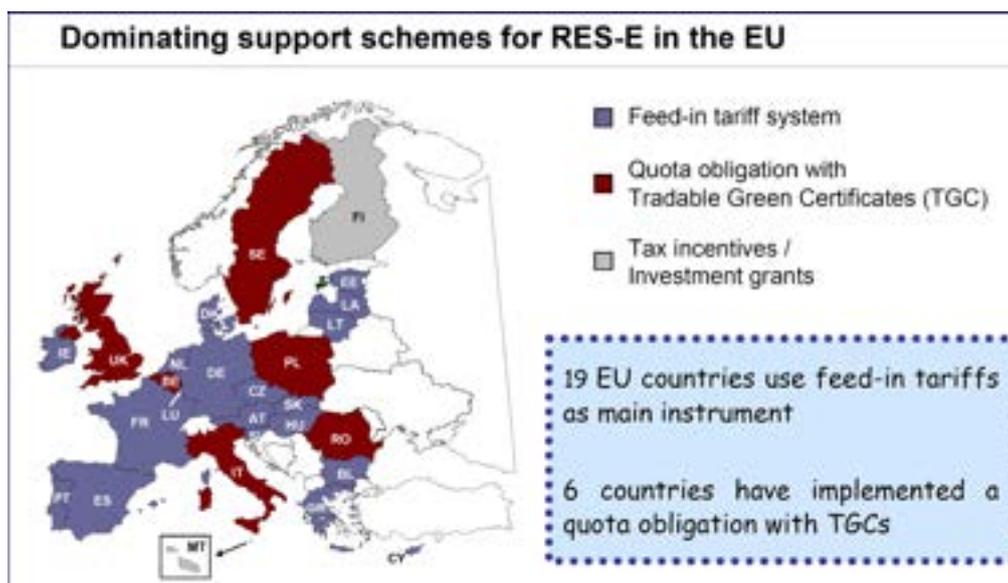


Figura 16 Schemi di incentivazione presenti nell'Unione per le fonti rinnovabili

In Belgio, uno degli strumenti adottati per la promozione dell'efficienza energetica a partire dal 2003, è stato quello di favorire l'aumento dell'uso della cogenerazione garantendo una minore pressione fiscale per coloro i quali avessero deciso di investire in interventi di efficienza energetica ed energie rinnovabili nelle proprie abitazioni, con il contributo del Servizio pubblico federale (FPS) del Belgio. Il governo regionale della Vallonia, invece, ha creato dei sussidi per l'installazione di sistemi di microcogenerazione e di impianti di riscaldamento a legna e caldaie rivolti ad imprese, residenziale, lavoratori autonomi e strutture private, nonché sussidi per l'efficienza energetica, per audit energetici e studi di fattibilità pre-investimento, e per quella parte del settore privato che voglia investire in macchinari ad alta efficienza. Entrambe le istituzioni, quella federale e quella regionale della Vallonia, hanno inoltre introdotto sussidi per gli enti locali al fine di migliorare l'efficienza energetica degli edifici pubblici; sono infine garantiti da ciascuna delle tre regioni che costituiscono il regno, dei fondi per programmi di innovazione tecnologica che riguardino il miglioramento dell'efficienza energetica. Per quel che concerne le fonti rinnovabili, il Belgio ha adottato uno schema di Certificati Verdi per incentivare la produzione da FER.

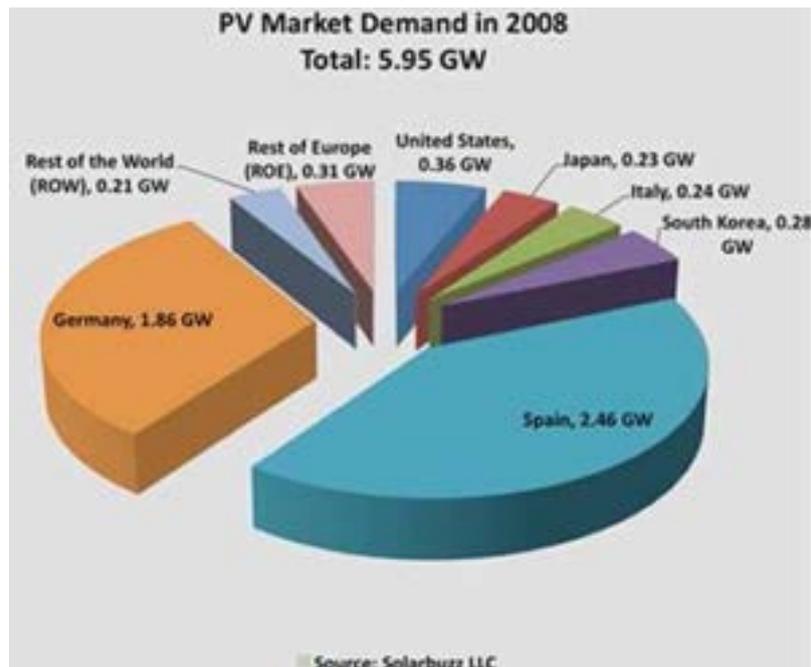


Figura 17 Domanda del mercato di impianti fotovoltaici in 2008

La Danimarca ha attivato il meccanismo dei titoli di efficienza energetica o certificati bianchi, e ha introdotto dal 2004 sussidi anche per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili; rispecchiando l'implementazione della direttiva 2002/91/CE sulla prestazione energetica degli edifici, il codice nazionale per l'efficienza energetica negli edifici è cambiato dal 1° gennaio 2006. Il nuovo codice stabilisce che la quota massima dell'energia consumata nelle nuove costruzioni debba essere motivato in base ad una predefinita performance energetica; i nuovi edifici saranno soggetti a degli standard di efficienza termica approssimativamente del 25-30% in più rispetto agli edifici esistenti, standard che verrà innalzato del 25 % nel 2010, di un altro 25 % nel 2015, e ancora di un 25 % al 2020. In Finlandia è stato creato un sistema di sussidi tariffari per l'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, insieme ad un programma di sovvenzioni per la ristrutturazione e il miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici residenziali.

La Repubblica francese ha adottato il sistema dei certificati bianchi per l'efficienza energetica insieme ad altri programmi, come prestiti per interventi di risparmio energetico, sussidi per audit energetici e studi di prefattibilità. Per le fonti rinnovabili, sono invece stati creati dei sistemi di feed-in tariff¹ come incentivo per l'energia prodotta da impianti rinnovabili.

In Germania esiste un sistema per il finanziamento di progetti di cogenerazione, organizzato tramite sussidi per edifici pubblici; esiste poi un fondo per l'efficienza energetica nelle piccole e medie imprese da parte del Ministero per l'economia e la tecnologia per rimuovere le barriere

¹ Una forma di incentivo per incoraggiare l'uso di energia rinnovabile; dei soggetti – di solito le compagnie energetiche – sono obbligate per legge a comprare energia “verde” a prezzi più alti rispetto a quelli di mercato, così come stabiliti dal governo centrale.

esistenti per la diffusione di interventi di risparmio energetico (come ad esempio gli elevati costi che spesso caratterizzano gli interventi). Per quanto concerne l'energia prodotta da fonti rinnovabili, anche in Germania è stato introdotto il meccanismo di feed-in tariff.

Development of the German feed-in tariffs for PV

Based on higher degression rates as of 2009, decided on 6th June 2008

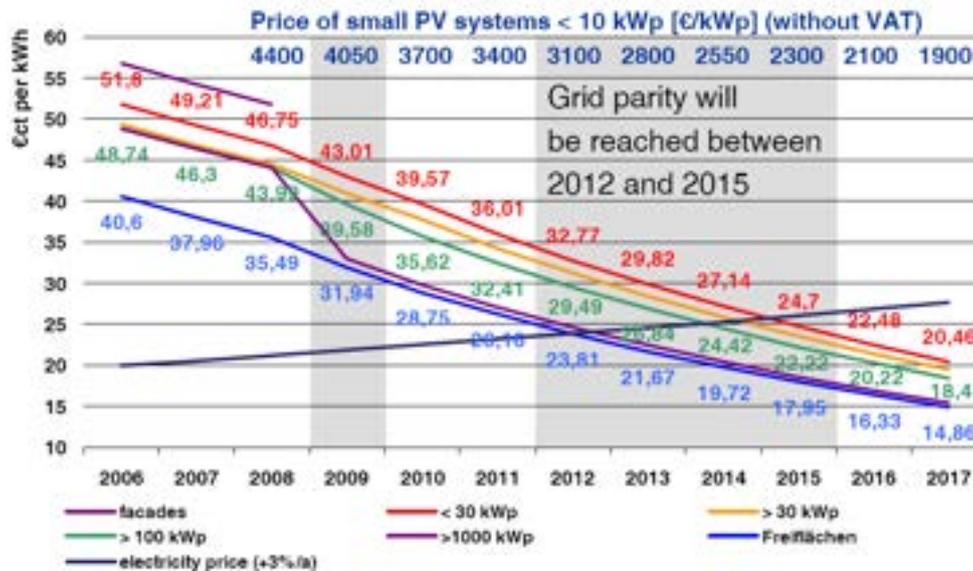


Figura 18 Andamento delle feed-in tariff per il fotovoltaico in Germania

L'Irlanda attraverso il "Low carbon homes programme" ha cercato di migliorare l'efficienza energetica nel settore residenziale, andando a garantire sussidi in capitale per coloro i quali realizzeranno tali interventi. Per le fonti rinnovabili, sono state garantite sovvenzioni per i proprietari di abitazioni che intendano acquistare un nuovo impianto di riscaldamento alimentato a fonti rinnovabili, oltre al solito feed-in tariff per le energie rinnovabili.

In Olanda, è attivo un fondo per le fonti rinnovabili che garantisce sussidi agli investitori per progetti che riguardano l'elettricità prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili, gas e cogenerazione; dal 2001, è in vigore uno schema di certificati verdi per la valutazione e il monitoraggio della produzione e la vendita di elettricità "verde". Un'iniziativa interessante è la tassa ambientale per i voli dall'Olanda: il governo ha infatti creato una nuova "tassa ambientale" dal 1° luglio 2008 che viene applicata su tutti i biglietti aerei in partenza dal paese; la tassa è stata ridotta a partire dal 1° gennaio 2009 per quei biglietti aerei ove gli apparecchi utilizzati sono risultati energeticamente più efficienti. Per le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica, esiste un altro programma chiamato "Energy investment deduction", che consente di risparmiare energia stimolando gli investimenti nell'efficienza energetica e nelle tecnologie rinnovabili, permettendo alle compagnie che effettuano l'intervento di poter dedurre dall'imponibile tassabile una certa percentuale degli investimenti per gli strumenti relativi alla conservazione dell'energia e alle energie rinnovabili.

- Experience with respect to **effectiveness** as well as economic **efficiency** should decide about the choice of instrument!

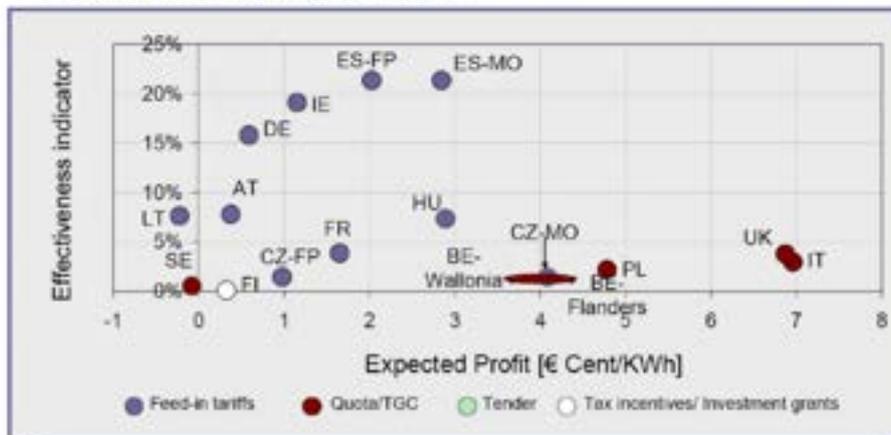


Figura 19 Efficacia e efficienza dei meccanismi incentivanti scelti

In Spagna esistono dalla fine del 2007 sussidi per l'efficienza energetica negli edifici esistenti, oltre alla presenza di feed-in tariff per l'elettricità prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili. Il sistema svedese prevede invece uno specifico schema di certificati verdi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili dal 2003, e altri programmi per la sostenibilità ambientale regolati dall'Agenzia svedese per la protezione dell'ambiente che provvede a garantire sussidi per il sostegno agli interventi delle municipalità insieme con compagnie ed organizzazioni locali.

In Portogallo sono stati adottati diversi programmi per recepire la direttiva sulla prestazione energetica degli edifici nella legislazione nazionale; questi includono la creazione del sistema nazionale per l'energia e la certificazione della qualità degli edifici (SCE). Lo SCE è entrato in vigore il 1° luglio del 2007, e la sua attuazione è stata suddivisa in tre parti (di cui la conclusiva nel 2009). Un aspetto importante dello SCE è stata l'introduzione della certificazione energetica che attribuisce un livello di performance energetica agli edifici residenziali e non, elencando interventi possibili per il miglioramento di questa, andando ad aumentare i risparmi energetici dal 20 al 40% e riducendo conseguentemente le emissioni di CO₂.

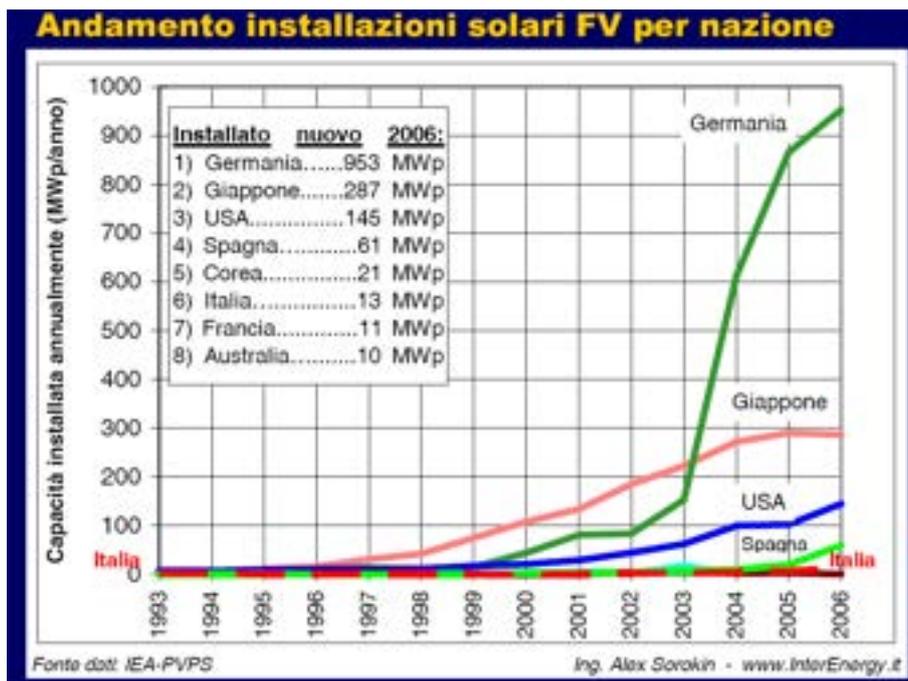


Figura 20 Installazioni solari fotovoltaici per nazione

In Gran Bretagna, infine, è stato introdotto lo schema dei certificati bianchi per l'efficienza energetica nel settore residenziale, arrivato oggi al terzo obiettivo (The Carbon Emissions Reduction Target - CERT); avviato nel 2008 e attivo fino al 2011, stabilisce l'obbligo in capo ai fornitori di energia di raggiungere dei target per promuovere le riduzioni di emissioni di gas serra nel settore residenziale. Oltre al sistema dei certificati bianchi, è stato creato anche uno schema per i certificati verdi per l'incentivazione dell'energia prodotta dalle fonti rinnovabili. Sempre in relazione alla riduzione delle emissioni, il "Carbon Reduction Commitment" (CRC) impone il taglio obbligatorio di emissioni da parte delle grandi organizzazioni commerciali e del settore pubblico (inclusi supermercati, catene di hotel, divisioni governative, grandi edifici di autorità locali) di 1.1 MtC all'anno entro il 2020. Per la microgenerazione, è stato istituito il "Low Carbon Buildings Programme" nell'aprile del 2006, in vigore fino al 2010, per garantire un totale di sussidi pari a 86 milioni di sterline per le tecnologie microgenerative. Il Carbon Trust, fondato nell'aprile 2001, è una compagnia indipendente e non-profit, creata dal governo per promuovere l'efficienza energetica nei settori non domestici. I tre obiettivi principali di questa importante organizzazione sono: aiutare il paese a raggiungere gli obiettivi per le riduzioni di CO₂ di altri gas serra; migliorare la competitività delle industrie del Regno Unito attraverso la risorsa dell'efficienza e del risparmio e sostenere lo sviluppo di un settore industriale che capitalizzi il valore commerciale e dell'innovazione delle tecnologie a bassa CO₂.

6.2.2. I nuovi paesi membri

Tra i nuovi paesi membri, la Polonia ha adottato in recepimento della direttiva 2004/8/CE una legge sulla produzione elettrica da cogenerazione, andando a creare un sistema cosiddetto dei

“certificati rossi”: dal 1°luglio 2007 le compagnie energetiche che forniscono elettricità ai clienti finali sono obbligate ad ottenere certificati che attestino l’origine dell’elettricità prodotta da cogenerazione ad alto rendimento. Il meccanismo resterà in vigore fino alla fine del 2012; il mancato ottenimento dei certificati viene tradotto in una tassa imposta ai fornitori.

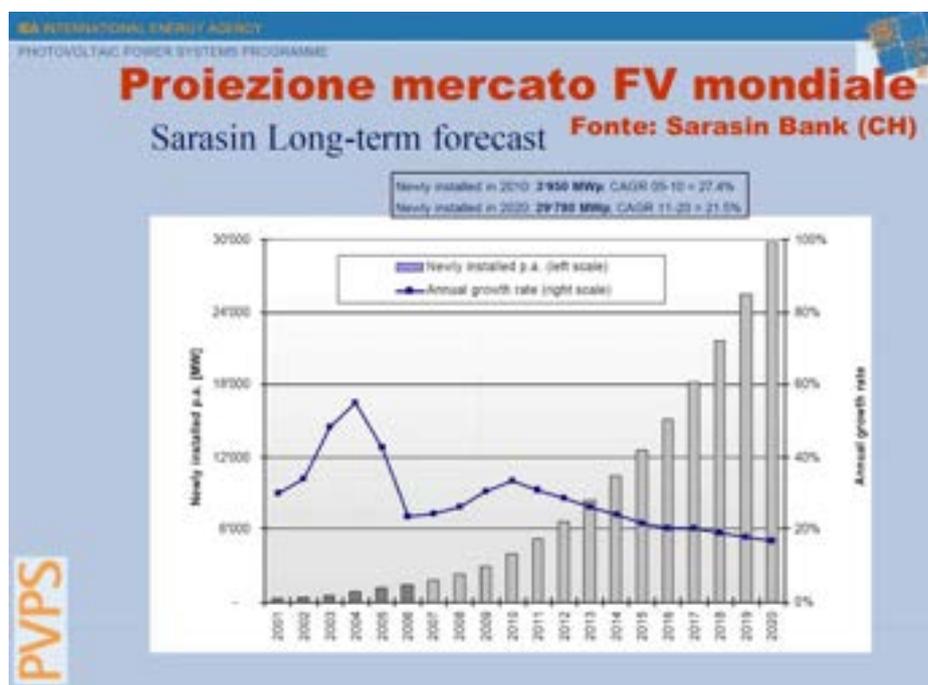


Figura 21 Mercato mondiale del fotovoltaico

La Polonia non ha ancora attivato un sistema di certificati bianchi; è stato invece attivato nell’ottobre del 2005 in recepimento della direttiva 2001/77/CE un meccanismo per i certificati verdi per l’incentivazione delle fonti rinnovabili.

La Repubblica slovacca ha costituito un fondo per il risparmio energetico, con l’obiettivo di implementare la direttiva 2006/32/CE sull’efficienza energetica degli usi finali e dei servizi energetici, garantendo un’integrazione del finanziamento degli interventi per il risparmio energetico. Inoltre, per quel che riguarda le fonti rinnovabili, implementando la direttiva 2001/77/CE sull’elettricità da fonti rinnovabili, il governo slovacco ha varato leggi e regolamenti come feed-in tariff per l’elettricità prodotta da FER. La Repubblica Ceca ha approvato l’Energy Economy Act nel 2000, con il quale è stata richiesta la costruzione di impianti di cogenerazione per tutte le caldaie oltre una certa grandezza.

Per concludere, in Ungheria, per quel che riguarda le fonti rinnovabili è stato adottato uno schema dei certificati verdi, mentre per l’efficienza energetica sono stati creati specifici programmi come il “risparmio energetico nazionale” approvato nel 2003, che prevede assistenza finanziaria per la conservazione dell’energia nel residenziale con l’obiettivo di ridurre il consumo e i costi del settore

domestico. Nel 2006 è stato approvato un piano di sviluppo per promuovere l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili, andando a sovvenzionare interventi di risparmio come la ristrutturazione di edifici e istituzioni, lo sviluppo di sistemi di riscaldamento per comuni e la promozione della cogenerazione.

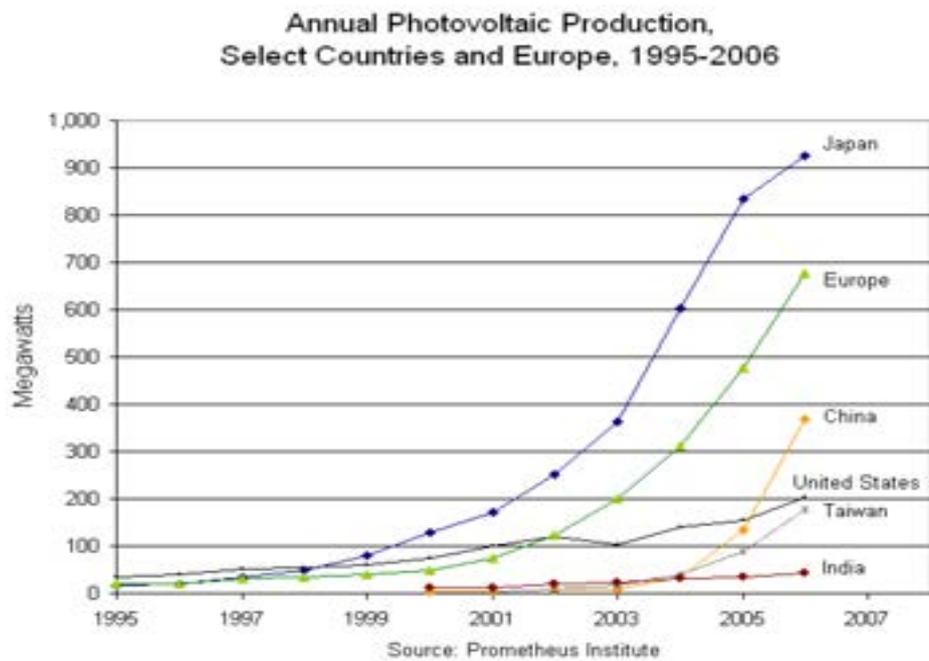


Figura 22 Produzione annuale da impianti fotovoltaici

PARTE III
LA GENERAZIONE DISTRIBUITA

7. IL QUADRO DI RIFERIMENTO

7.1. Premessa

Per generazione distribuita (GD) si intende generalmente un sistema elettrico, basato non su grandi centrali e una rete di distribuzione ma su numerosi impianti di generazioni, localizzati nel territorio possibilmente vicino agli utenti, collegati in rete per scambi di energia bidirezionali.

I vantaggi attesi dalla GD sono il maggior utilizzo delle fonti rinnovabili localmente disponibili, la maggiore efficienza nell'utilizzo di combustibili fossili in cogenerazione, le minori perdite della rete elettrica, sistema più flessibile con meno rischio di black-out, minori costi finanziari in corso d'opera rispetto alle grandi reti di teleriscaldamento.

Gli ostacoli principali sono invece costituiti dalle barriere burocratico istituzionali, dalla necessità di competenze tecniche specifiche da parte degli utenti, da maggiori costi specifici di impianto e di gestione e manutenzione.

7.2. Definizioni

La Generazione Distribuita sta conoscendo un crescente sviluppo nelle reti di distribuzione di energia elettrica grazie all'incentivazione dell'impiego delle fonti di energia rinnovabile e al progresso tecnologico relativo agli impianti di generazione di media e piccola taglia.

La direttiva UE 2003/54/CE del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica definisce (art. 2):

- Generazione Distribuita: tutti gli impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione;
- Distribuzione: il trasporto di energia elettrica su sistemi di distribuzione ad alta, media e bassa tensione per le consegne ai clienti, ma non comprendente la fornitura.

Le taglie di potenza non sono specificate (si parla di qualche decina di kW fino ad alcune decine di MW), mentre, nella delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) [1] 328/07 ("Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita"), così come sancito dal D.Lgs.20/07, si definisce:

- generazione distribuita: l'insieme degli impianti di potenza inferiore a 10 MVA;
- piccola generazione: il sottoinsieme degli impianti per la produzione di generazione elettrica, anche in assetto cogenerativo, di potenza fino a 1 MW;
- microgenerazione: l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 50 kWe.

I sistemi di generazione a cui ci si riferisce sono, in generale, macchine che utilizzano fonti energetiche rinnovabili e non rinnovabili, eventualmente combinati con generazione di calore.

L'integrazione della generazione distribuita nei tradizionali sistemi elettrici di distribuzione dell'energia, sia di media sia di bassa tensione, porterà quindi i gestori ad attuare modifiche nella costruzione delle reti (attualmente progettate e gestite per svolgere un ruolo passivo), che diventeranno in proiezione reti "attive" in grado di interagire con gli impianti di produzione e consumo.

L'alternativa più interessante è rappresentata dalle "Smart Grids" (SG), ovvero piccole reti che riproducono al loro interno la struttura del sistema di produzione e distribuzione dell'energia consentendo diversi vantaggi, in quanto hanno la potenzialità di alimentare un gruppo di utenti adattando la qualità e la natura della fornitura alle esigenze dei consumatori e riducendo potenzialmente i costi di acquisto dell'energia.

7.3. Smart Grids

Una Smart-Grid (Figura 23) presenta, quindi, il vantaggio di poter utilizzare la rete di distribuzione per fissare la tensione e la frequenza di riferimento, di poter fornire potenza agli utenti anche in caso di perdita di risorse distribuite e di consentire la vendita alla rete di eventuali eccessi di produzione ed in qualche caso di alimentare, in occasione di guasti nella rete pubblica di distribuzione, parte dei suoi utenti, secondo opportune logiche di protezione e gestione della rete di distribuzione.



Figura 23 Schema Smart Grid [2]

La produzione elettrica a livello mondiale da GD attualmente è stimata intorno al 10%, motivo per il quale l'interesse per le SG è in continua crescita: l'istituto americano EPRI ha stabilito un programma di ricerca IntelliGrid® per definire le migliori procedure di realizzazione SG e incorporarle nel operazioni dei singoli servizi di pubblica utilità. Il programma prevede lo studio di metodologie, strumenti, norme proposte e anche la valutazione di nuove tecnologie in sede di attuazione a livello di sistema. Inoltre, vengono proposte soluzioni tecnologiche avanzate per la misurazione, l'automazione della distribuzione, della risposta alla domanda e dell'ampia zona di sorveglianza e di controllo (Figura 24) [2].

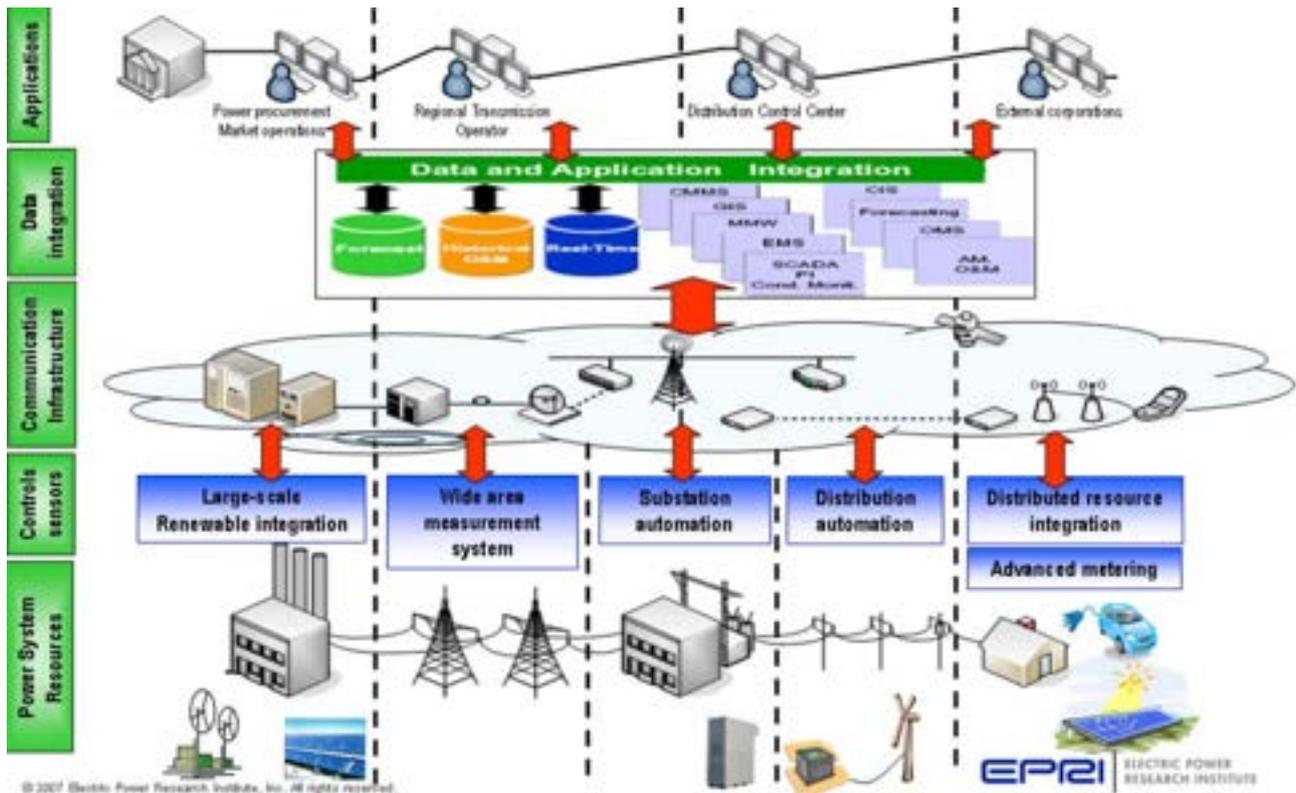


Figura 24 California Smart Grid Study [2]

In Europa, invece, è stato dato il via nel 1999 ad un progetto SC C6 con l'obiettivo di facilitare e promuovere il progresso e lo scambio di conoscenze in materia di impatto della GD sui sistemi di distribuzione, cercando di sintetizzare lo stato dell'arte e di avanzamento della tecnica e offrendo reali spunti di intervento. Membro di rappresentanza del progetto in Italia è l'Enel che ha realizzato in collaborazione col CESI Ricerca una rete dimostrativa SG in Toscana [10].

Ad oggi, Malta è il primo stato europeo a dare il via alla costruzione di SG di tipo non sperimentale: il progetto, in collaborazione con IBM, prevede la costruzione di una rete intelligente nazionale capace di aumentare l'efficienza delle infrastrutture, quella energetica e la gestione della produzione elettrica e dovrebbe essere completato entro il 2012. Prevederà fra l'altro la fornitura di software agli utenti affinché possano controllare telematicamente e in tempo reale i propri consumi tramite internet e ridurre le proprie bollette.

L'Italia, invece, vede protagonista la Sicilia (Piano Energetico Ambientale della Regione Sicilia PEARS) con un progetto che si ispira ai principi di base della società dell'informazione e li applica all'energia [8,9].

7.4. Aspetti legislativi

Per introdurre il quadro legislativo è opportuno far riferimento alla legge 6 dicembre 1962, n. 1643 "Istituzione dell'Ente nazionale per l'energia elettrica e trasferimento ad esso delle imprese esercenti le industrie elettriche", definita anche legge della Nazionalizzazione che all'art. 1 recita

così: “È istituito l'Ente nazionale per l'energia elettrica (Enel), al quale è riservato il compito di esercitare nel territorio nazionale le attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica da qualsiasi fonte prodotta salvo quanto stabilito nei nn. 5), 6) e 8) dell'articolo 4...”. L'art.4 fa riferimento agli enti locali che esercitano le attività suddette e che potranno continuare a svolgere previa concessione dell'Ente Nazionale (municipalizzate), definendo in tal modo una prima forma di generazione autonoma nella produzione e distribuzione di energia elettrica.

l'articolo 1, capoverso 2°, della legge n. 308/82, invece, introduce tra le fonti rinnovabili di energia anche il calore recuperabile negli impianti di produzione di energia elettrica, nei fumi di scarico e da impianti termici e processi industriali e le altre forme di energia recuperabile in processi o impianti. L'articolo 4, comma 1, della medesima legge stabilisce poi, che la produzione di energia elettrica a mezzo di impianti che utilizzano le fonti di energia rinnovabili e la produzione di energia elettrica a mezzo di impianti combinati di energia e calore non sono soggette alla riserva disposta in favore dell'Enel dall'articolo 1 della legge 1643/62, ed alle autorizzazioni previste dalla normativa emanata in materia di nazionalizzazione dell'energia elettrica, a condizione che la potenza degli impianti non sia superiore a 3.000 kW_e. Tale limite non si applica ai recuperi di energia effettuati, previa autorizzazione del Ministro dell'industria, all'interno di stabilimenti industriali. L'articolo 10 della legge n. 308/82 prevede la concessione di contributi a fondo perduto per studi di fattibilità tecnico-economica o per progetti esecutivi di impianti civili, industriali o misti di produzione, recupero, trasporto e distribuzione del calore derivante dalla cogenerazione o dall'utilizzo di energie rinnovabili e di contributi in conto capitale per la costruzione o lo sviluppo di tali impianti. Gli impianti devono presentare, tra l'altro, le seguenti caratteristiche minime:

- la potenza della rete di distribuzione del calore erogato all'utenza deve essere superiore a 20 MW_t;
- la potenza elettrica installata per la cogenerazione deve essere pari ad almeno il 10% della potenza termica erogata all'utenza;
- nel caso di utilizzazione di energie rinnovabili la potenza termica deve essere pari ad almeno 5 MW_t.

Gli articoli 1 e 10 della legge n. 308/82 sono stati abrogati dall'articolo 23 della legge n.10/91, mentre l'articolo 4 della legge n. 308/82 è stato abrogato dall'articolo 22 della legge n. 9/91, che definiva, inoltre, le condizioni tecniche generali per l'assimilabilità nel caso di impianti che utilizzano fonti energetiche assimilate a quelle rinnovabili.

Il provvedimento CIP n. 34/90 considerava assimilati agli impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabili gli impianti il cui utilizzo del combustibile, calcolato come rapporto tra la potenza utile (somma della potenza elettrica ai morsetti del generatore e la potenza termica nominale utile dell'impianto) e la potenza nominale termica immessa nell'impianto attraverso combustibile fossile,

risulti superiore a 0,53, definizione applicabile anche agli impianti a ciclo combinato gas-vapore, nonché agli impianti utilizzanti scarti di lavorazione e/o rifiuti e/o biomasse.

Il successivo provvedimento CIP n. 6/92, al titolo I, capoverso 1°, fissa la condizione tecnica di assimilabilità stabilendo che un impianto è assimilato agli impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabili quando l'indice energetico I_{en} verifica la condizione:

$$I_{en} = \frac{E_e}{E_c} + \frac{E_t}{0,9 E_c} - a \geq 0,51$$

dove:

- E_e è l'energia elettrica utile prodotta annualmente dall'impianto, al netto dell'energia assorbita dai servizi ausiliari, sulla base del programma annuale di utilizzo;
- E_t è l'energia termica utile prodotta annualmente dall'impianto;
- E_c è l'energia immessa annualmente nell'impianto attraverso combustibili fossili commerciali;
- a è un parametro calcolato e pari a $(1/0,51 - 1) * (0,51 - E_e/E_c)$.

Dopo la soppressione del Cip ad opera della legge 537/93, il Ministro dell'industria è intervenuto con il Decreto Ministeriale 4 agosto 1994 "Modificazioni ed integrazioni al provvedimento CIP n. 6/92 in materia di prezzi di cessione dell'energia elettrica" affidando le mansioni del Cip in merito alle condizioni tecniche generali per "l'assimilabilità" all' AEEG.

Il meccanismo che ha permesso lo sviluppo della generazione distribuita è stato la liberalizzazione della produzione elettrica (D.Lgs. 79/99), che ha generato una crescente concorrenza fra gli operatori, invogliati a migliorare l'efficienza degli impianti per ridurre il costo marginale di produzione dell'elettricità e potersi così meglio difendere sul mercato. Il confronto diretto con gli utenti da parte dei distributori, inoltre, dovrebbe produrre una serie di effetti positivi, come la fornitura di servizi aggiuntivi, l'implementazione di sistemi di rilevamento dei carichi orari (con la connessa possibilità di controllo e regolazione dei picchi), il miglioramento della continuità e della qualità del servizio ed una maggiore consapevolezza degli aspetti strutturali da parte dell'utenza energetica.

Con il D.Lgs. 387/2003, recepimento della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, si è data una spinta decisiva alla diffusione degli impianti alimentati da fonti di energia rinnovabili (FER), soprattutto agli impianti di piccola generazione. Nel decreto sono stati definiti gli incrementi (0,35 punti percentuali in più ogni anno) delle quote minime d'obbligo per i produttori da fonti fossili di elettricità prodotta da fonti rinnovabili da immettere nella rete per il biennio 2004/2006, le quali hanno subito un ulteriore incremento con la legge finanziaria 2008 (0,75 punti percentuali di incremento annuale della quota fino al 2012).

Nel contesto della generazione distribuita la cogenerazione riveste un ruolo importante, in quanto risponde anche ai requisiti di efficienza energetica. Il D.Lgs. 20/07 "Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia", così come recitato nell'art.1, intende accrescere l'efficienza energetica e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento, definendo misure atte a promuovere e sviluppare, anche ai fini di tutela dell'ambiente, la cogenerazione ad alto rendimento di calore ed energia, basata sulla domanda di calore utile e sul risparmio di energia primaria, con particolare riferimento alle condizioni climatiche nazionali.

Nel Decreto, che definisce la cogenerazione come generazione simultanea di energia termica ed elettrica e/o meccanica, viene introdotta la cogenerazione ad alto rendimento. Fino al 31/12/2010 la cogenerazione ad alto rendimento è quella che soddisfa le condizioni di efficienza complessiva di utilizzo delle fonti primarie (indice di risparmio - IRE) e la quota di energia termica recuperata rispetto a quella utile totale (limite termico - LT), definite dalla delibera 42/02 dell'AEEG. Dal 2011 la condizione di riferimento sarà il PES (primary energy saving) che è analogo all'IRE ma calcolato in maniera differente. Il produttore ha, quindi, diritto a richiedere la garanzia d'origine sull'elettricità prodotta da cogenerazione qualora essa superi la soglia dei 50 MWh che verrà accertata e rilasciata dal GSE.

Il Decreto Legislativo 79/99, di liberalizzazione del mercato elettrico ha posto le basi del meccanismo dei certificati verdi (CV) e anche, insieme al D. Lgs. 164/00 di liberalizzazione del mercato del gas, dei titoli di efficienza energetica (TEE), generando un sistema di incentivi che ha permesso la diffusione di impianti FER e ad alta efficienza.

Per la generazione elettrica da fonte solare fotovoltaica è stato introdotto il conto energia, ovvero un programma di incentivazione in conto esercizio per la promozione di elettricità da fonte solare, che attribuisce un incentivo economico in funzione dei kWh prodotti dall'impianto, disciplinato dal D.M.19 febbraio 2007.

Di più attuale riconoscimento sono, invece, la tariffa omnicomprensiva per gli impianti fino a 1MWe nell'ambito del meccanismo dei CV (D.M.18 Dicembre 08) e la tariffa incentivante per il solare termodinamico (DM 11 aprile 2008).

Tabella 1 Elementi fondamentali per la produzione di energia elettrica [fonte AEEG]

		Chi regola il servizio	Chi eroga il servizio
	Autorizzazioni	Regioni o Stato (solo per impianti con potenza termica superiore a 300 MWt e impianti eolici off shore)	Regioni, enti locali o Stato (solo per impianti con potenza termica superiore a 300 MWt e impianti eolici off shore)
Accesso ai servizi di sistema	Connessioni	Autorità	Gestore di rete (imprese distributrici o Terna)
	Trasporto e dispacciamento	Autorità	Trasporto: imprese distributrici e Terna Dispacciamento in immissione: Terna
	Misura	Autorità	Gestore di rete (imprese distributrici o Terna)
Cessione o scambio dell'energia	Cessione dell'energia	Autorità	Libero mercato o GSE per il ritiro dedicato
	Scambio sul posto (in alternativa alla cessione)	Autorità	Imprese distributrici fino al 31 dicembre 2008, GSE dall'1 gennaio 2009
Incentivi	Incentivi (ove previsti)	MSE, MATTM e Autorità ove previsto	GSE

7.5. Aspetti autorizzativi

La costruzione e l'esercizio di un impianto di generazione elettrica ed eventualmente termica richiede, a seconda della tipologia e della taglia, diversi iter autorizzativi, che possono essere di competenza nazionale o locale (Tabella 1). Gli interventi che prevedono la realizzazione di nuovi impianti, o modifiche importanti di impianti preesistenti, sono in genere sottoposti ad un procedimento amministrativo e/o autorizzativo che riguarda principalmente i seguenti aspetti:

- contenimento delle emissioni a valori ammissibili e non dannosi;
- limitazione delle altre forme di inquinamento come quelle acustiche e luminose;
- corretto inserimento degli impianti in contesti architettonici e ambientali ad alta valenza;
- garanzia della sicurezza dei cittadini contro potenziali incendi, esplosioni, etc.

Per gli impianti FER il D.Lgs. 387/03 stabilisce un'autorizzazione unica rilasciata dalla Regione o altro soggetto istituzionale delegato a seguito di un procedimento unico al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate. La finanziaria 2008 ha modificato il D. Lgs 387/03 introducendo ulteriori semplificazioni per gli impianti FER di piccola taglia – con soglie diverse a seconda delle fonti (Tabella 2) - per i quali è richiesta la sola dichiarazione di inizio attività (DIA).

Tabella 2 Tabella inserita nelallegata al D.Lgs. 387/03 dalla Finanziaria 08 relativa alle soglie sotto le quali è richiesta la sola DIA

	Fonte	Soglie
1	Eolica	60 kW
2	Solare fotovoltaica	20 kW
3	Idraulica	100 kW
4	Biomasse	200 kW
5	Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas	250 kW

Col D.Lgs.20/07 l'installazione di impianti di microgenerazione o di piccola generazione è soggetta a norme autorizzative semplificate. In particolare, se l'impianto è termoelettrico, è assoggettata agli stessi oneri tecnici e autorizzativi di un impianto di generazione di calore con pari potenzialità termica; purtroppo il decreto attuativo non è ancora stato emesso. Il D.Lgs.115/08, invece, estende il processo di semplificazione autorizzativa anche agli impianti di cogenerazione di potenza termica inferiore ai 300 MW, la cui costruzione e autorizzazione sono soggette ad un unico atto rilasciato dall'amministrazione competente.

Al processo di autorizzazione partecipano tutte le amministrazioni interessate (Tabella 3 Tabella 2), nel rispetto dei principi di semplificazione. In caso di dissenso, purché non sia quello espresso da una amministrazione statale preposta alla tutela ambientale, paesaggistico-territoriale, o del patrimonio storico-artistico, la decisione, ove non diversamente e specificamente disciplinato dalle regioni, è rimessa alla Giunta regionale, con un termine massimo per la conclusione del procedimento non superiore a centottanta giorni (art.11, comma 7).

Tabella 3 Sintesi iter autorizzativo per impianto di micro cogenerazione [4]

	ENTI COINVOLTI
Progettazione/installazione	AEEG, GSE, Gestore rete elettrica, UTF, ISPESL, VVF., ASL/Ispettorato del Lavoro, Regione, Provincia, Comune, Fornitore gas naturale
Collaudo e Avviamento	GSE, VVF., C.P.I., ISPESL, Provincia
Esercizio e gestione	AEEG, GSE, Gestore rete elettrica, UTF, ISPESL, VVF., ASL/Ispettorato del Lavoro, Fornitore gas naturale

Di seguito viene riportato uno schema di riferimento dell'iter autorizzativo relativo ad impianti di piccola generazione alimentati a gas naturale.

7.5.1. Fase 1: autorizzazioni alla costruzione

1) Adempimenti per attività di cantiere

Enti coinvolti: Comune/ASL/Direzione provinciale del Lavoro

a) Nei cantieri in cui è prevista la presenza di più imprese, anche non contemporanea, il committente o il responsabile dei lavori, contestualmente all'affidamento dell'incarico di progettazione, designa il coordinatore per la progettazione in ognuno dei seguenti casi:

- nei cantieri la cui entità presunta è pari o superiore a 200 uomini-giorno;
- nei cantieri i cui lavori comportano i rischi particolari elencati nell'allegato II (al D.Lgs. 494/96)

b) Durante la progettazione dell'opera e comunque prima della richiesta di presentazione delle offerte, il coordinatore per la progettazione:

- redige il piano di sicurezza e di coordinamento;
- predispone un fascicolo contenente le informazioni utili ai fini della prevenzione e della protezione dai rischi cui sono esposti i lavoratori. Il fascicolo non è predisposto nel caso di lavori di manutenzione ordinaria (vedi DPR 380/01).

c) Nei casi di cui al punto A) o nel caso in cui dopo l'affidamento dei lavori a un'unica impresa, l'esecuzione dei lavori o di parte di essi sia affidata a una o più imprese, il committente o il responsabile dei lavori, prima dell'affidamento dei lavori, designa il coordinatore per l'esecuzione dei lavori.

I punti a) e b) intervengono in fase di progettazione il punto c) in fase di esecuzione dell'opera.

2) Classificazione delle aree con rischio esplosione

Enti interessati: ASL/ISPESL

Il decreto legislativo 12 giugno 2003, n. 233 aggiunge il TITOLO VIII-bis (Protezione da atmosfere esplosive) cioè gli articoli da 88-bis a 88-undicies al D.Lgs. 19 settembre 1994, n. 626

3) Denuncia installazioni elettriche in luoghi pericolosi e Denuncia impianto di terra

Enti interessati: COMUNE/ISPESL/ARPA/ASL

A) Impianti elettrici di messa a terra e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche

Messa in esercizio e verifica di conformità dell'impianto

La messa in esercizio degli impianti elettrici di messa a terra e dei dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche non può essere effettuata prima della verifica eseguita dall'installatore che rilascia la dichiarazione di conformità ai sensi della normativa vigente.

Entro trenta giorni dalla messa in esercizio dell'impianto, il datore di lavoro invia la dichiarazione di conformità all'ISPESL ed all'ASL o all'ARPA territorialmente competenti.

Nei comuni singoli o associati ove è stato attivato lo sportello unico per le attività produttive la dichiarazione di cui al comma 2 è presentata allo stesso.

B) Impianti in luoghi con pericolo di esplosione

Messa in esercizio e verifica di conformità

La messa in esercizio degli impianti in luoghi con pericolo di esplosione non può essere effettuata prima della verifica di conformità rilasciata al datore di lavoro. Tale verifica è effettuata dallo stesso installatore dell'impianto, il quale rilascia la dichiarazione di conformità ai sensi della normativa vigente. Entro trenta giorni dalla messa in esercizio dell'impianto, il datore di lavoro invia la dichiarazione di conformità all'ASL o all'ARPA territorialmente competenti.

ASL o dall'ARPA competenti per territorio, effettuano la prima verifica sulla conformità alla normativa vigente di tutti gli impianti denunciati.

Nei comuni singoli o associati ove è stato attivato lo sportello unico per le attività produttive la dichiarazione presentata allo sportello.

Le verifiche sono onerose e le spese per la loro effettuazione sono a carico del datore di lavoro.

4) Autorizzazione per la costruzione

Enti interessati: Provincia

Sono attribuite agli enti locali, in conformità a quanto disposto dalle norme sul principio di adeguatezza, le funzioni amministrative in materia di controllo sul risparmio energetico e l'uso razionale dell'energia e le altre funzioni che siano previste dalla legislazione regionale.

Sono attribuite in particolare alle province, nell'ambito delle linee di indirizzo e di coordinamento previste dai piani energetici regionali, le seguenti funzioni:

- la redazione e l'adozione dei programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico;
- l'autorizzazione alla installazione ed all'esercizio degli impianti di produzione di energia;
- il controllo sul rendimento energetico degli impianti termici.

5) Autorizzazione a costruire in zona sismica

Enti interessati: Regione/Comune

6) Denuncia e deposito progetto opere cemento e a struttura metallica

Enti interessati: Comune

7) Permesso di costruire (concessione edilizia)

Enti interessati: Comune

5),6), 7), fanno riferimento al DPR 380/01 (Testo unico dell'edilizia)

8) Denuncia emissioni irrilevanti (Autorizzazione alle emissioni)

Enti interessati: Regione/Provincia/Comuni

9) Certificato prevenzione incendi

Enti interessati: VV. Fuoco

10) Benestare al progetto ai fini della prevenzione incendi – Parere di conformità

Enti interessati: VV. Fuoco

11) Deposito progetto impianti tecnologici elettrici

Enti interessati: Comune

12) Deposito progetto impianto gas

Enti interessati: Comune

13) Deposito dichiarazione conformità impianto gas

Enti interessati: Comune

14) Deposito certificato di conformità impianti tecnologici elettrici

Enti interessati: Comune

7.5.2. Fase 2: autorizzazioni all'esercizio

1) Denuncia di officina di energia elettrica e licenza di esercizio

Enti interessati: UTF

DLgs n 504 del 26.10.1995.

2) Denuncia esercizio apparecchi in pressione

Enti interessati: ISPESL

Dispositivi conformi al Decreto Legislativo 25 febbraio 2000, n. 93 "Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione".

3) Denuncia attivazione impianto

Enti interessati: Provincia

4) Rilascio parere tecnico

Comune

5) Autorizzazione per l'esercizio

Enti interessati: Provincia

DLgs 112 del 31.03.1998 (e DPR 53/98, attuativi della L. 59/97 "Bassanini", come modificati dalla L. 340/2000)

6) Rilascio nulla osta emissioni sonore

Enti interessati: Comune

DPCM del 01.03.1991, Legge 447 del 26.10.1995, DPCM 14.11.1997, DM 16.03.1998, DM 11.11.1996.

7) Regolamento di esercizio impianto (elettrico)

Enti interessati: Distributore

norme CEI, DK Enel, norme dei concessionari di rete locale.

8) Convenzione per la cessione di energia

Ritiro dedicato o scambio sul posto (fino a 200kWe) con il GSE oppure vendita, solo in caso di scambi di energia con la rete.

7.5.3. Fase 3: avvio dell'impianto

Dopo il collaudo funzionale dell'impianto, prima e durante il primo parallelo con la rete sono svolte le seguenti attività/richieste:

- comunicazione all'impresa gestore della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi di primo parallelo, taratura in campo del dispositivo di protezione della rete e stipula regolamento d'esercizio in parallelo;
- analisi emissioni e comunicazione alla Provincia.

7.5.4. Fase 4: esercizio e gestione

Enti interessati: Gestore della rete elettrica, UTF, ISPESL, VVF, ASL/Ispettorato del Lavoro, Fornitore gas naturale.

L'esercizio di un impianto di Piccola generazione è soggetto alle seguenti attività gestionali:

- tenuta del registro giornaliero di produzione;
- pagamento mensile della rata delle imposte;
- dichiarazione annuale di consumo;
- taratura (triennale per i meccanici e quinquennale per gli elettronici) dei contatori;
- controllo periodico attrezzature prevenzione incendi.

7.5.5. Autorizzazioni ambientali

Le principali sono descritti di seguito, in ordine di complessità decrescente.

- Valutazione Ambientale Strategica (VAS): è un processo previsto dal TUA a livello nazionale e regionale e serve ad individuare quali aree sono vocate alla realizzazione di particolari impianti (e.g. parchi eolici, grandi centrali idroelettriche, etc). Sebbene non sia un procedimento cui debba essere sottoposto un impianto specifico, in alcuni casi è un requisito fondamentale che il territorio dove si vuole ubicare l'impianto sia stato oggetto di VAS positiva.
- Valutazione di Impatto Ambientale (VIA): rappresenta il provvedimento autorizzativo più comune per grandi e medi impianti. E' anch'essa disciplinata dal TUA, che la differenzia in VIA nazionale (e.g. per centrali termoelettriche sopra i 300 MW termici) e VIA regionale (e.g. per impianti di cogenerazione o solari di media taglia).
- Dichiarazione di Inizio Attività (DIA): è richiesta per gli interventi di impatto minore che comunque comportino un impatto ambientale o architettonico, ad esempio in occasione di una ristrutturazione edilizia. In particolare sono sottoposti a DIA gli impianti fotovoltaici sotto i 20 kW, etc. vedi Tabella 2.

Il procedimento di VIA richiede in genere alcuni mesi. La conferenza viene indetta attraverso lo sportello unico competente per l'ente territorialmente interessato dall'impianto, che provvede a

convocare gli altri soggetti previsti dal procedimento nelle sedute necessarie per completare l'iter. La VIA nazionale viene rilasciata dall'apposita Commissione insediata presso il Ministero dell'Ambiente; per quanto riguarda la DIA, invece, essa viene richiesta al Comune o alla Circoscrizione in cui si trova la sede dell'impianto proposto. Quest'ultimo, essendo il provvedimento più semplice è anche in genere quello più veloce da ottenere.

7.6. Connessione alla rete

Connessione alle reti elettriche	
<i>Condizioni procedurali ed economiche per richieste di connessione presentate fino al 31 dicembre 2008</i>	
Media, alta e altissima tensione	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 281/05 ◆ Modalità e condizioni contrattuali dei gestori di rete (MCC 281)
Bassa tensione	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 89/07
<i>Condizioni procedurali ed economiche per richieste di connessione presentate dopo il 31 dicembre 2008</i>	
Ogni livello di tensione	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione ARG/elt 99/08 (TICA), dal 1/01/2009 ◆ Modalità e condizioni contrattuali dei gestori di rete (MCC)
<i>Regole tecniche per la connessione</i>	
Media, alta e altissima tensione	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione ARG/elt 33/08 (per imprese distributrici) ◆ Codice di rete verificato dall'Autorità (per Tema)
Bassa tensione	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Regole tecniche di connessione delle imprese distributrici
Accesso e utilizzo della rete	
Trasporto	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 348/07 (Allegato A, art. 13 e 16)
Dispacciamento	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 111/06 ◆ Deliberazione n. 330/07 e ARG/elt 98/08 (dispacciamento eolico) ◆ Codice di rete di Tema verificato dall'Autorità
Misura	
Energia elettrica scambiata con la rete	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 348/07 (Allegato A, Titolo III) ◆ Deliberazione n. 292/06 ◆ Deliberazione ARG/elt 178/08
Energia elettrica prodotta	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 88/07
Cessione energia e scambio sul posto	
Ritiro dedicato	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 280/07 e ARG/elt 109/08
Scambio sul posto	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 28/06 e relativi chiarimenti fino al 31/12/2008 ◆ Deliberazione ARG/elt 74/08 dall'1 gennaio 2009

Figura 25 Connessione alla rete (Fonte AEEG)

Sulla base del principio di libero accesso alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi da parte dei clienti finali, in accordo con le disposizioni del D.Lgs. 79/99, l'AEEG ha stabilito che è necessario uniformare quanto più possibile le regole tecniche di connessione alle reti stesse. In tal senso, con la delibera ARG/elt 33/08, si riconosce come regola tecnica di riferimento la norma del Comitato Elettrotecnico Italiano CEI 0-16, che è integralmente pubblicata nell'allegato A e si determinano i criteri applicativi della regola tecnica stessa (allegato B). Inoltre si stabiliscono le modalità per la presentazione della dichiarazione di adeguatezza come attestazione dei requisiti tecnici relativa ai clienti connessi in media tensione (allegato C).

La regola tecnica di connessione (RTC) viene pubblicata da ciascuna impresa distributtrice ed è valida a partire dal 1 settembre 2008; può coincidere con la regola tecnica di riferimento o variare, con modifiche approvate dall'Autorità, o prevedere adattamenti quando i livelli di tensione nominale tra le fasi non sono quelli previsti dalla Norma.

Le imprese distributrici possono chiedere all'AEEG di approvare deroghe alla CEI 0-16, motivandone la necessità e specificandone la durata, non può superiore a 10 anni, che è il tempo stimato per risolvere gli impedimenti che hanno portato a richiedere la deroga.

La regola tecnica di connessione viene applicata integralmente in due casi:

- richieste di nuove connessioni successive alla data di entrata in vigore della RTC;
- spostamento fisico del punto di consegna all'esterno dell'area dedicata all'impianto di rete per la consegna, su richiesta dell'utente e sempre in data posteriore a quella di entrata in vigore della RTC.

Nel caso in cui gli utenti richiedenti la connessione non inviino la dichiarazione di adeguatezza prevista dall'allegato C della presente delibera, essi sono tenuti, a partire dal 1 gennaio 2009, al versamento del corrispettivo tariffario specifico CTS (delibera 333/07) maggiorato di un fattore $(1+n)$, in cui n è il numero di anni a partire dall'anno successivo a quello di decorrenza dell'obbligo di adeguamento non adempiuto.

La delibera ARG/elt 99/08 definisce i criteri tecnico-economici per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi di impianti di produzione di energia elettrica (vedi il precedente punto b); tali criteri vanno applicati per richieste di nuove connessioni e per richieste di adeguamento di una connessione esistente, in seguito alla costruzione di nuovi impianti o alla modifica di impianti già esistenti.

La procedura e i criteri di connessione dell'impianto alle reti con obbligo di connessione di terzi sono distinti in due categorie (U_n tensione nominale tra le fasi):

- connessioni alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi in bassa tensione (BT, $50 < U_n \leq 1.000$ Volt in c.a., $120 < U_n \leq 1.500$ Volt in c.c.) e media tensione (MT, $1 < U_n \leq 45$ kVolt in c.a., $1,5 < U_n \leq 45$ kVolt in c.c.);
- connessioni alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi in alta tensione (AT, $45 < U_n \leq 150$ kVolt) e in altissima tensione (AAT, $U_n > 150$ kVolt).

Per quanto riguarda il livello di tensione a cui viene erogato il servizio, il provvedimento prevede criteri ben precisi a seconda del livello di potenza dell'impianto:

- per potenze elettriche nominali fino a 100 kW, il servizio di connessione è erogato in BT;
- per potenze elettriche nominali maggiori di 100 kW e minori di 6.000 kW, il servizio di connessione è erogato in MT.

Un'ulteriore distinzione in termini di potenza va fatta per la richiesta di connessione, da fare al gestore di rete locale in caso di impianti di potenza in immissione minore di 10.000 kW, e alla società Terna SpA in caso di potenza in immissione maggiore o uguale a 10.000 kW.

Le fasi della procedura di connessione ad una rete con obbligo di connessione di terzi sono:

- richiesta al gestore di rete del preventivo di connessione da parte del richiedente;
- elaborazione da parte del gestore di rete di un preventivo di connessione, secondo tempistiche variabili a seconda del livello di potenza dell'impianto e delle autorizzazioni necessarie;
- accettazione da parte del richiedente del preventivo;
- realizzazione della connessione.

Sono previsti indennizzi al richiedente quando il gestore di rete non effettui la connessione entro i tempi stabiliti dalla delibera, inoltre gli impianti alimentati a fonti rinnovabili e gli impianti cogenerativi ad alto rendimento possano beneficiare del trattamento prioritario della richiesta rispetto alle altre; in ogni caso le richieste di connessione per impianti che non rientrano in questa tipologia non possono subire ritardi di trattamento pari al doppio dei tempi previsti.

Altre condizioni favorevoli, in termini economici, sono previste per gli impianti alimentati a fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento: nel caso di connessione in BT e in MT, il corrispettivo per la connessione va determinato sulla base di formule ben precise e risulta sempre inferiore al corrispettivo per impianti non alimentati a fonti rinnovabili e non cogenerativi ad alto rendimento.

Nel caso di connessione in AT e AAT, si praticano sconti per connessioni di impianti alimentati a fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento sul corrispettivo di connessione.

Per i soli impianti a fonti rinnovabili la delibera ARG/elt 123/08 adotta un regolamento per la risoluzione delle controversie tra gestori di rete e produttori di energia da fonti rinnovabili. Il produttore può presentare un'istanza riguardante la fase della realizzazione della connessione o quella precedente, alla Direzione Mercati dell'AEEG, che risponderà entro 30 giorni ed entro 120 adoterà una decisione vincolante per entrambe le parti.

7.7. Cessione energia elettrica

Accesso alla rete e modalità di cessione dell'energia elettrica immessa				
Modalità di cessione	Quali impianti	Delibere di riferimento	Contratti da siglare	Capitoli di riferimento
1 <i>Libero mercato (partecipazione diretta in Borsa o indiretta tramite trader)</i>	Tutti	Deliberazione n. 111/06 (dispacciamento e registrazione contratti di compravendita) e n. 348/07 (Allegato A, trasporto)	Dispacciamento in immissione con Tema + Compravendita con la propria controparte + Regolazione trasporto con Tema e impresa distributrice per impianti connessi in MT o BT	<u>Capitolo 4</u> (trasporto) e <u>capitolo 5</u> (dispacciamento).
2 <i>Ritiro dedicato, secondo modalità e condizioni economiche definite dall'Autorità</i>	Di potenza < 10 MVA, o di potenza qualsiasi se alimentati da fonti rinnovabili non programmabili	Deliberazione n. 280/07	Unica convenzione con il GSE che comprende anche il dispacciamento in immissione e il trasporto dell'energia elettrica immessa.	<u>Capitolo 6, paragrafo 6.1</u>
3 <i>Ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva, secondo modalità definite dall'Autorità e a condizioni economiche definite per legge</i>	Alimentati da fonte eolica fino a 200 kW; alimentati dalle altre fonti rinnovabili, ad eccezione della solare, fino a 1 MW	Deliberazione ARG/elt 1/09	Unica convenzione con il GSE inclusiva di tutto, compresi gli incentivi	<u>Capitolo 7 e capitolo 6, paragrafo 6.1</u> , il ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva è, di fatto, un ritiro dedicato effettuato dal GSE ad un prezzo amministrato onnicomprensivo ed inclusivo anche dell'incentivo
4 <i>Scambio sul posto</i>	Di potenza fino a 20 kW, e di potenza maggiore a 20 kW fino a 200 kW se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007	Deliberazione ARG/elt 74/08	Contratto di scambio con il GSE dall'1 gennaio 2009 relativo all'energia elettrica immessa e allo scambio sul posto. Non sostituisce la regolazione dell'energia elettrica prelevata	<u>Capitolo 6, paragrafo 6.2</u>

Figura 26 Modalità di cessione dell'energia elettrica immessa in rete [1]

La valorizzazione economica dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete, avviene mediante (Figura 26):

- vendita ad un cliente finale idoneo o grossista, con un contratto bilaterale;
- offerta nel mercato elettrico, nel caso di grosse produzioni che ne giustifichino le complicazioni gestionali;
- ritiro dedicato, per gli impianti di taglia ≤ 10 MVA o per quelli di taglia maggiore purché alimentati da fonti rinnovabili non programmabili;
- per i soli impianti alimentati da fonti rinnovabili fino a 20kWe e cogenerativi ad alto rendimento fino a 200 kWe è possibile accedere allo scambio sul posto;
- per i soli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1MW (o 200kW per l'eolico) si può richiedere la tariffa fissa onnicomprensiva.

Il ritiro dedicato è un servizio commerciale, regolato dalla delibera 280/07, che semplifica la cessione di energia elettrica alla rete, e prevede il ritiro dell'energia elettrica prodotta da parte del gestore di rete a cui l'impianto è connesso.

Possono accedere al servizio, secondo quanto previsto dal Decreto Legislativo 387/03 e dalla legge 239/04, i produttori titolari di:

- impianti con potenza nominale inferiore a 10MVA alimentati da fonti rinnovabili, compresa la produzione imputabile delle centrali ibride;
- impianti da fonti rinnovabili non programmabili di qualsiasi potenza e da fonti rinnovabili programmabili di potenza superiore a 10MVA, purché nella titolarità di autoproduttori;
- impianti con potenza nominale inferiore a 10MVA alimentati da fonti non rinnovabili, compresa la produzione non imputabile delle centrali ibride.

Il ritiro è regolato da una convenzione tra il produttore di energia elettrica e il GSE, che sostituisce ogni altro adempimento relativo alla cessione dell'energia elettrica immessa in rete, al dispacciamento e al trasporto. Per poter accedere al servizio la convenzione deve riguardare tutta l'energia immessa in rete (al netto dell'eventuale energia CIP 6/92 o di quella definita nella delibera 108/97). L'energia ritirata viene valorizzata secondo i prezzi zionali del mercato elettrico, permettendo così anche ai piccoli produttori di partecipare in modo semplice al meccanismo e di percepirne i segnali di prezzo.

Per gli impianti a fonti rinnovabili di potenza nominale (media annua per i soli idroelettrici) fino a 1MWe, vi è una ulteriore facilitazione, in quanto i primi 2GWh prodotti vengono ritirati secondo scaglioni di prezzi minimi garantiti, che vengono poi integrati a fine anno nel caso che il prezzo di borsa risulti più alto.

Il servizio dello scambio sul posto, invece, già introdotto con delibera 28/06 dell'AEEG per gli impianti alimentati a fonti rinnovabili di potenza elettrica non superiore a 20 kW, è stato esteso (delibera ARG/elt 74/08) dal 1 gennaio 2009, anche a impianti cogenerativi ad alto rendimento fino a 200 kWe (si attende anche il D.M. che estenda a 200kW lo scambio sul posto anche agli impianti FER, così come previsto dalla Finanziaria 2008), soddisfacenti i requisiti della delibera 42/02, e ad impianti ibridi, purché la produzione non imputabile a fonti rinnovabili sia inferiore al 5% della produzione totale di energia elettrica .

Il servizio viene erogato, all'utente dello scambio, dal GSE: chi intende avvalersi del servizio di scambio sul posto presenta un'istanza al GSE e, per conoscenza, alla società di vendita con cui regola i prelievi di energia elettrica dalla rete, col fine poi di stipulare una convenzione per la regolazione del servizio. Tale convenzione sostituisce ogni adempimento relativo all'immissione di energia elettrica in rete ma non agli adempimenti relativi ai prelievi di energia elettrica, stabiliti contrattualmente con la società di vendita.

Nel caso di impianti cogenerativi ad alto rendimento, l'utente dello scambio può decidere se vendere l'energia elettrica in eccesso e immessa in rete o considerarla a credito per gli anni successivi, al contrario di quanto accade per gli impianti a fonti rinnovabili fino a 20 kW, per i quali non è consentita la vendita dell'energia elettrica in eccesso.

Entro il 31 Marzo di ogni anno, sia gli utenti dello scambio che le società di vendita di energia elettrica legate contrattualmente ad utenti dello scambio, sono tenuti a fornire al GSE le informazioni relative alle quantità di energia elettrica scambiate e ad altri aspetti connessi al servizio (es. dati sul rispetto, per impianti cogenerativi, dei vincoli della 42/02, oneri sostenuti dagli utenti per i servizi di trasmissione e dispacciamento, ...).

Nella delibera l'Autorità sancisce i criteri di regolazione dello scambio sul posto, definendo un contributo in conto scambio (CS), ovvero l'ammontare in euro che garantisce al più l'equivalenza tra quanto pagato dall'utente dello scambio relativamente all'energia elettrica prelevata dalla rete ed il valore dell'energia elettrica immessa in rete che il GSE dovrà riconoscere all'utente. Se il valore calcolato dell'energia elettrica immessa è maggiore di quella prelevata, l'eccedenza potrà essere venduta (se l'impianto è cogenerativo ad alto rendimento) secondo le regole del ritiro dedicato o accreditata negli anni successivi (purché non si presentino ulteriori eccedenze).

7.8. Incentivi

Attualmente l'incentivazione per le fonti di energia rinnovabili avviene secondo quattro meccanismi fondamentali:

- certificati verdi (CV), sistema che recentemente ha avuto una serie di novità introdotte dal "Collegato alla Finanziaria 2008" (D.L. 159/07 come modificato dalla legge di conversione 222/07), dalla Finanziaria stessa (L244/07) e dal D.M. 18/12/08;
- conto energia per il solare fotovoltaico e termodinamico;
- contributi comunitari, nazionali e regionali, prevalentemente a favore di applicazioni innovative e con varie modalità;
- RECS e marchi di qualità, ossia certificazioni volontarie per l'energia prodotta da fonte rinnovabile e in alcuni casi per la cogenerazione, che nel nostro paese sono in fase di avvio.

Ai precedenti si deve aggiungere il meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE) che promuove in generale gli interventi di efficienza energetica presso gli utenti finali.

Il meccanismo dei CV e dei TEE sono di tipo cap and trade, ovvero viene posto un obbligo ad alcuni soggetti (produttori e importatori di energia elettrica per i CV e distributori di energia elettrica e gas naturale per i TEE) che può essere soddisfatto direttamente o attraverso l'acquisto secondo regole di mercato, di titoli che comprovino l'assolvimento di tale obbligo.

7.8.1. Certificati verdi

Il Decreto Bersani, come modificato dalle Leggi 244/07 e 239/04 e dal D.Lgs. 387/03, ha imposto l'obbligo agli operatori che immettono in rete più di 100 GWh_e/anno che almeno il 2% dell'elettricità provenga da impianti a fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla

producibilità aggiuntiva, in data successiva al 1/4/99. Tale obbligo è stato incrementato dello 0,35% dal 2004 al 2006 e dello 0,75% dal 2007 al 2012.

Alla produzione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile entrati in esercizio prima del 2008, che abbiano ottenuto la qualifica IAFR, viene associato un certificato verde (CV) ogni MWh_e/anno prodotto (in caso di nuova costruzione, rifacimento o riattivazione).

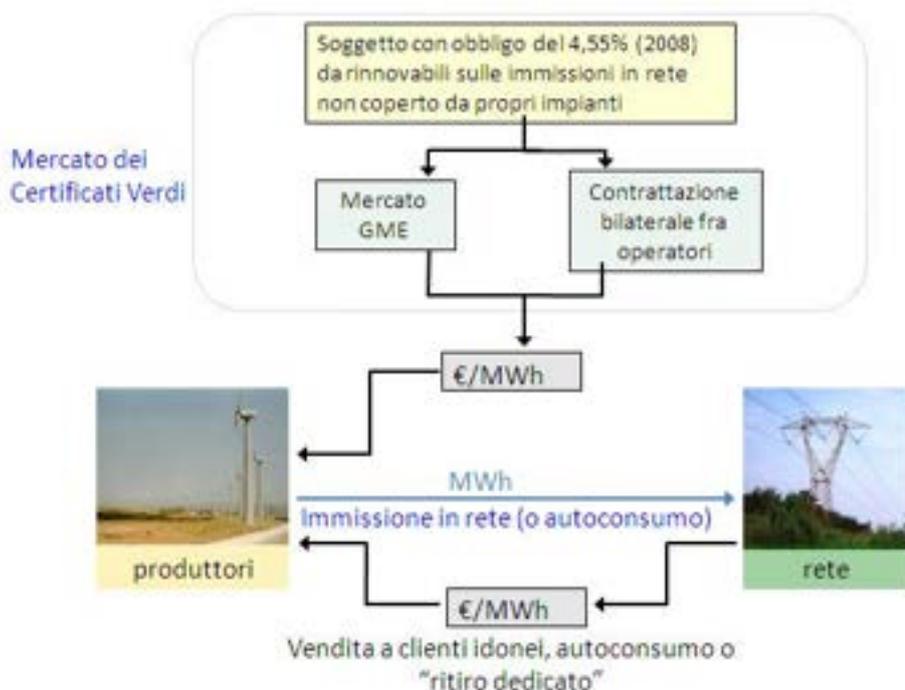


Figura 27 Meccanismo dei Certificati Verdi

I CV vengono emessi, ai fini dei riconoscimenti previsti dal Decreto Bersani, per:

- 8 anni per impianti alimentati da rifiuti non biodegradabili, qualificati ed entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2006 e impianti di cogenerazione abbinata a teleriscaldamento alimentati da fonte non rinnovabile;
- 12 anni in base all'art. 267 comma 4 lettera D del D.lgs. 152/06, per tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, entrati in esercizio dal 1-4-99 al 31-12-07, più 4 anni al 60% agli impianti alimentati da biomasse da filiera entrati in funzione prima del 2008 o da rifiuti non biodegradabili entrati in esercizio da febbraio 2004 e dicembre 2006;
- 15 anni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dal 2008.

Gli impianti a fonte rinnovabile entrati in esercizio dal 2008 a seguito di nuova costruzione, rifacimento o potenziamento, riceveranno per 15 anni CV pari al prodotto della produzione netta di energia elettrica da fonti rinnovabili moltiplicata per un coefficiente k, variabile tra 0,8 e 1,8 in funzione della fonte e della tipologia dell'impianto.

I CV (Figura 27) possono essere scambiati in un apposito mercato elettronico istituito presso il gestore del mercato elettrico (GME) o attraverso contratti bilaterali, in modo del tutto indipendente dalla destinazione dell'energia elettrica prodotta (autoconsumo, vendita al mercato, etc.).

I soli impianti di potenza fino a 1MW_e , su richiesta del produttore possono accedere, in alternativa ai CV, a una tariffa fissa omnicomprensiva (che comprende cioè sia la componente incentivante che l'acquisto dell'energia elettrica) per ogni kWh_e prodotto e immesso in rete. Le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dell'energia ammessa alla tariffa fissa omnicomprensiva sono contenute nella delibera AEEG ARG/elt 1/09. Gli impianti che entreranno in funzione dal 2009 riceveranno CV o tariffa omnicomprensiva solo se non beneficeranno di incentivi pubblici (nazionali, locali o comunitari) in conto energia, conto capitale o conto interessi con capitalizzazione anticipata.

Manca ancora il decreto attuativo per la cosiddetta filiera corta, introdotta dal Collegato alla Finanziaria 2008" (D.L. 159/07 come modificato dalla legge di conversione 222/07), che permetterà agli impianti con le caratteristiche che verranno stabilite dal futuro decreto, una maggior incentivazione (coefficiente $k=1,8$ o tariffa omnicomprensiva di 30c€/kWh_e) e la possibilità di cumulare incentivi fino al 40% dell'investimento.

7.8.2. I titoli di efficienza energetica

Il principale supporto alla cogenerazione ad alto rendimento in base alle indicazioni del D.Lgs. 20/2007 è rappresentato dai cosiddetti TEE, che l'art. 6 prevede vengano potenziati per la cogenerazione, anche se il decreto attuativo è ancora in gestazione.. I DM del 24 aprile 2001 hanno introdotto un meccanismo, innovativo a livello mondiale, volto a promuovere interventi di efficienza energetica e ad attivare il mercato delle ESCO, ponendo degli obblighi in capo a quei distributori di energia elettrica e gas che, alla fine del 2001, presentavano un numero di clienti maggiore delle 100.000 unità. Tale obbligo è stato esteso alle aziende distributrici di almeno 50.000 utenti, con il D.M. 21 dicembre 2007.

I Titoli, che certificano ciascuno un risparmio pari ad un tep vengono scambiati in un mercato elettronico presso il GME o attraverso contrattazioni bilaterali. Il prezzo di vendita attestatosi nel 2008 intorno agli 80 €/tep , consente di accompagnare gli investimenti nel settore con un flusso di cassa aggiuntivo per i primi 5 anni dall'avvio del progetto (per interventi che riguardano l'involucro edilizio e l'applicazione di tecniche di architettura bioclimatica il periodo di riconoscimento è di 8 anni) . La fine del 2008 ha visto un rialzo dei prezzi e la convergenza dei prezzi delle tre tipologie di titoli di efficienza, riferite al vettore energetico risparmiato (Figura 28 e Figura 29).

Gli obiettivi di risparmio fissati dai decreti prevedono una crescita esponenziale degli obblighi, fino ai 6 Mtep previsti al 2012.

Ciò dovrebbe garantire un certo spazio di disponibilità per l'offerta di titoli, anche per interventi nel campo della cogenerazione, visto che nei prossimi anni non sarà facile raggiungere gli obiettivi richiesti e quindi dovrebbero sparire le attuali condizioni di forte eccesso di offerta sul mercato.

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volume TEE scambiati (n. TEE)	244.384	74.859	27.370
Controvalore (€)	€ 18.760.325,28	€ 5.635.564,65	€ 1.661.418,40
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 35,00	€ 35,00	€ 10,00
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 90,00	€ 90,50	€ 88,00
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 76,77	€ 75,28	€ 60,70

Figura 28 Resoconto TEE II semestre 2008 (Fonte: GME)

Il totale dei titoli movimentati nel secondo semestre del 2008 risulta pari a 567.572, di cui 346.613 scambiati attraverso la piattaforma di mercato e 220.959 attraverso contratti bilaterali.

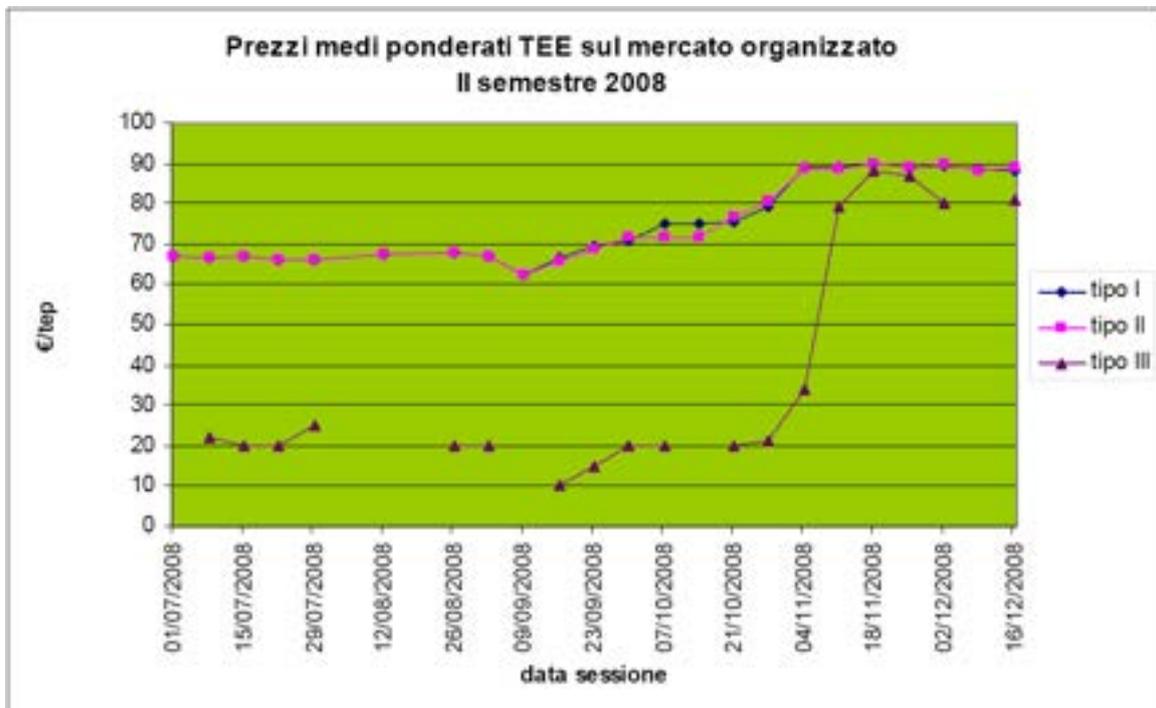


Figura 29 Trend prezzi medi TEE (Fonte: GME)

Da un punto di vista economico, al momento un impianto tradizionale da qualche centinaio di kW_e può recuperare, ammesso che la ESCO riesca a vendere i titoli sul mercato, una quota pari al 3-5% del costo di investimento iniziale.

Si tratta di una cifra che si traduce in un incentivo di circa 6-8 €/MWh_e per i primi cinque anni di funzionamento dell'impianto, certo non in grado di cambiare radicalmente i parametri economico-finanziari alla base delle scelte di investimento.

Occorre inoltre considerare che impianti sotto ai 250 kW_e difficilmente riescono a raggiungere la soglia dei 100 tep necessaria per poter presentare un progetto, cosa che implica la necessità di realizzare più progetti per poter accedere ai certificati bianchi. L'atteso decreto attuativo per il potenziamento dei TEE per la cogenerazione, previsto dal D. Lgs. 20/07, potrebbe ridurre questa soglia, che altrimenti per impianti piccoli può essere superata solo mettendo insieme un congruo numero di installazioni.

7.8.3. Il conto energia

Per quanto riguarda il conto energia per gli impianti fotovoltaici di potenza di almeno 1 kW, la delibera AEEG n. 90/07 ha definito le procedure che devono essere seguite per l'entrata in esercizio e l'ammissione degli stessi al regime di incentivazione per un periodo di 20 anni. Insieme alla delibera n. 90/07, l'AEEG ha emesso la delibera n. 88/07 e la n. 89/07 che hanno introdotto nuove misure a favore dei piccoli impianti di produzione di energia elettrica con particolare riguardo alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione. In particolare, la n. 88/07 definisce i criteri puntuali per la misura dell'energia elettrica prodotta e la n. 89/07 tiene conto di quelli per la connessione alla rete. Con il nuovo conto energia, gli impianti fotovoltaici devono entrare in esercizio in data successiva all'entrata in vigore della delibera AEEG n. 90/07 e a seguito di interventi di nuova costruzione, rifacimento totale o potenziamento. Per questi ultimi è possibile accedere alle tariffe incentivanti limitatamente alla produzione aggiuntiva ottenuta a seguito dell'intervento di potenziamento, ma non al premio (descritto nell'art. 7 del DM 19/02/2007).

Il solare termodinamico è invece incentivato per 25 anni secondo le prescrizioni del DM 11 aprile 2008 e della delibera AEEG ARG/elt 95/08, che stabilisce le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle tariffe incentivanti. Il meccanismo è riservato a impianti con superfici captanti di almeno 2.500m², quindi molto maggiori rispetto al limite minimo richiesto per il conto energia fotovoltaico (1kWp sono meno di 10m²) e dotati di accumulo termico per renderne più flessibile il funzionamento.

7.9. Le barriere allo sviluppo della GD

Lo sviluppo della generazione distribuita in Italia si basa su un potenziale elevatissimo di possibili applicazioni. Si tratta comunque di un mercato che continuerà ad avere difficoltà di diffusione se perdureranno gli attuali ostacoli.

Anche ammesso che gli sviluppi tecnologici siano in grado di rispondere agli attuali problemi, specie per la microgenerazione, le barriere di tipo non tecnico al momento esistenti sono tali da scoraggiare la maggior parte degli interventi tecnicamente fattibili.

7.9.1. Limiti legislativi

Analizzando lo scenario attuale si possono distinguere tre aree di problemi:

- il comportamento non omogeneo degli enti preposti alle autorizzazioni, che in modo ingiustificato adotta criteri di valutazione differenti nonostante la presenza di direttive centrali;
- un percorso autorizzativo complesso;

- l'unicità del contratto di fornitura per punto di accesso alla rete e la definizione di reti interne di utenza.

Il primo aspetto riguarda gli enti coinvolti nel processo autorizzativo (EELL, VVF, UTF, gestori di rete), che generano esiti molto diversi per installazioni dello stesso tipo in Province differenti; tale situazione sarebbe risolvibile attraverso una strutturazione degli enti volta ad uniformare i procedimenti e le analisi, ad esempio con corsi di aggiornamento dei funzionari preposti e sistemi che utilizzino al meglio le tecnologiche informatiche e di comunicazione.

Il terzo punto fa riferimento all'esistenza di vincoli normativi come quello sulle linee interne di utenza che di fatto bloccano meccanismi come il finanziamento tramite terzi e le ESCO, che sono invece promossi dalla Direttiva 2006/32/CE in fase di recepimento.

In base all'attuale normativa (Atto AEEG 54/07) che prevede l'unicità del contratto di fornitura per punto di accesso alla rete, in sostanza è difficile proporre contratti di finanziamento tramite terzi (FTT) da parte delle ESCO. Tali contratti in generale prevedono che la ESCO realizzi l'impianto, ne curi gestione e manutenzione mantenendolo di sua proprietà per il periodo contrattuale previsto, nel corso del quale all'utente cliente sono garantiti standard minimi di prestazione energetica e di risparmio, e sia riscattato da quest'ultimo al termine del contratto. Ciò, qualora l'impianto sia di generazione elettrica e a causa del requisito di unicità citato, comporta o la volturazione del contratto del cliente alla ESCO (pratica un tempo seguita, cui l'ENEL Distribuzione ha posto un forte freno in certi compartimenti negli ultimi anni), o la cessione dell'impianto al cliente, che rende difficile per la ESCO tutelarsi in caso di mancati pagamenti o problematiche contrattuali. Considerata l'importanza che la legislazione europea e quella nazionale (D.M. 20 luglio 2004) danno al modello delle ESCO sarebbe opportuno affrontare e risolvere questo problema, consentendo ad esempio di avere più di un contratto di fornitura per punto di connessione alla rete nel caso di contratti in FTT.

A questo problema si collega anche la definizione di reti interne di utenza. Da tale definizione sono escluse le linee di ripartizione condominiali, che risultano dunque porzioni di rete di distribuzione: ciò impedisce di considerare autoconsumo la cessione dell'energia elettrica ai singoli appartamenti, diminuendone in modo consistente la valorizzazione. In questo caso (che si ripercuote anche sugli impianti fotovoltaici condominiali, rendendo obbligatoria la scelta della cessione alla rete al superamento del fabbisogno delle utenze comuni da parte della produzione) l'eventuale soluzione è un provvedimento di livello primario che rappresenti una precisa scelta del legislatore, correlata con le concessioni per le reti di distribuzione elettrica.

In realtà il problema delle reti interne di utenza è sorto anche in contesti diversi da quello condominiale: con sentenza emessa in data 22 Maggio 2008 la Corte Europea si è espressa in merito ad una controversia di gestione dell'energia. Il caso è sorto in Germania e ha visto protagonisti una società che gestisce un aeroporto e, in particolare, il sistema di approvvigionamento dell'energia e una società esterna che fornisce elettricità ad una antenna

presente nell'aeroporto. La prima ha richiesto e le è stato concesso dall'autorità tedesca il riconoscimento di "sistema di approvvigionamento privato" con la possibilità di dispensa di obbligo di connessione a terzi, così come da normativa nazionale. La società esterna ha presentato ricorso dinanzi al giudice competente sostenendo che tale normativa fosse incompatibile con l'art. 20 della direttiva europea 2003/54. La Corte, chiamata dal giudice ad esprimersi sul caso, ha dichiarato nella sentenza che l'art. 20 della Direttiva osta alla normativa tedesca suddetta, definendo di fatto rete di distribuzione il sistema interno dell'aeroporto.

Per quanto concerne le barriere amministrative e normative, allo stato attuale l'inutile complessità di alcuni adempimenti si traduce in costi economici che assumono un peso crescente al diminuire della taglia dell'impianto. Il soggetto proponente l'investimento viene in contatto con una molteplicità di enti attraverso comunicazioni, verifiche, ispezioni, dichiarazioni. Una mole di adempimenti sicuramente sproporzionata se riferita, ad esempio, ad impianti di microgenerazione. In aiuto dovrebbe venire, almeno in parte, l'emanazione del Decreto Ministeriale, richiesto dall'articolo 8, comma 3, del D.Lgs. 20/07, che prevede un iter autorizzativo semplificato per l'installazione di microgeneratori.

7.9.2. Limiti ambientali

Dal punto di vista ambientale, facendo riferimento alle macchine a combustione, il loro funzionamento si traduce nell'emissione di CO₂, NO_x e altri inquinanti tipici della combustione di gas naturale (si considera questo combustibile in quanto soluzione principe per le applicazioni di cogenerazione).

Rispetto alla generazione separata le emissioni climalteranti tendono a ridursi, purché l'IRE effettivo della macchina risulti positivo, in quanto si ha un miglior uso del combustibile. Per contro, la microgenerazione con cicli termici tende a portare le emissioni in città, trasferendo nel recinto urbano la generazione elettrica usualmente effettuata nelle grandi centrali, situate lontano dai margini urbani e che grazie ai camini alti tendono a disperderle su aree piuttosto vaste. Per i gas serra come la CO₂ non ci sono particolari incidenze negative all'aumentare della sua concentrazione locale (almeno entro determinati limiti). Diverso può essere il discorso degli NO_x e degli altri prodotti nocivi della combustione, che richiedono, per evitare di aggravare la situazione delle città, di ridurre le emissioni specifiche di queste macchine a valori comparabili con quelli delle caldaie in commercio. Tale requisito potrebbe essere meno sentito in contesti urbani non gravati da inquinamento metropolitano ai limiti di tolleranza e tale flessibilità rientra nei poteri delle Regioni.

Rispettare limiti sulle emissioni sempre più stringenti rappresenta dunque una sfida per i produttori di macchine termiche per la generazione elettrica e di sistemi di abbattimento delle emissioni. Al momento lo sviluppo tecnologico ha già messo a disposizione catalizzatori in grado di far rispettare i limiti più severi.

7.10. Esiti raggiunti e prospettive

Dai dati disponibili [6] emerge che nel 2005 risultavano installati in Italia 2.544 impianti di GD per una potenza efficiente lorda complessiva pari a 3.891 MW (circa il 4,4% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale) ed una produzione lorda di 13 TWh (circa il 4,3% della produzione nazionale lorda di energia elettrica, pari a circa 304 TWh), come si nota dalla tabella .

Inoltre, all'interno della GD, circa il 14,3% della produzione lorda (1,87 TWh) è stata prodotta tramite impianti di piccola generazione (PG) con 1.465 impianti per circa 586 MW installati.

Da un'analisi complessiva emerge che, dal 2005 al 2006 (Figura 30), il settore della generazione distribuita non ha subito delle rilevanti trasformazioni. La motivazione di ciò è probabilmente da ricondurre al fatto che i meccanismi per la promozione degli interventi per l'incremento dell'efficienza energetica tramite cogenerazione e quello dei certificati verdi non erano ancora a regime.

2005	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	1.717	2.008	6.426.258	286.830	6.038.068
Biomasse e rifiuti	230	438	1.821.262	149.515	1.597.511
Fonti non rinnovabili	480	1.104	4.124.193	2.926.066	1.064.790
Ibridi	15	35	148.705	81.982	50.192
Totale termoelettrici	725	1.577	6.094.160	3.157.563	2.712.492
Geotermoelettrici	4	30	219.272	0	206.587
Eolici	85	269	401.476	2.880	396.322
Fotovoltaici	13	7	3.988	6	3.916
TOTALE	2.544	3.891	13.147.154	3.447.282	9.357.385

2006	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	1.754	2.051	6.661.142	445.689	6.111.716
Biomasse e rifiuti	257	466	1.986.785	160.733	1.749.615
Fonti non rinnovabili	496	1.169	4.240.173	3.064.753	1.040.244
Ibridi	16	39	144.278	78.676	49.901
Totale termoelettrici	769	1.675	6.371.236	3.304.162	2.839.760
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0
Eolici	94	303	459.491	68	457.356
Fotovoltaici	14	7	2.294	16	2.239
TOTALE	2.631	4.036	13.494.162	3.749.936	9.411.071

Figura 30 Dati relativi agli impianti di GD nel 2005 e 2006

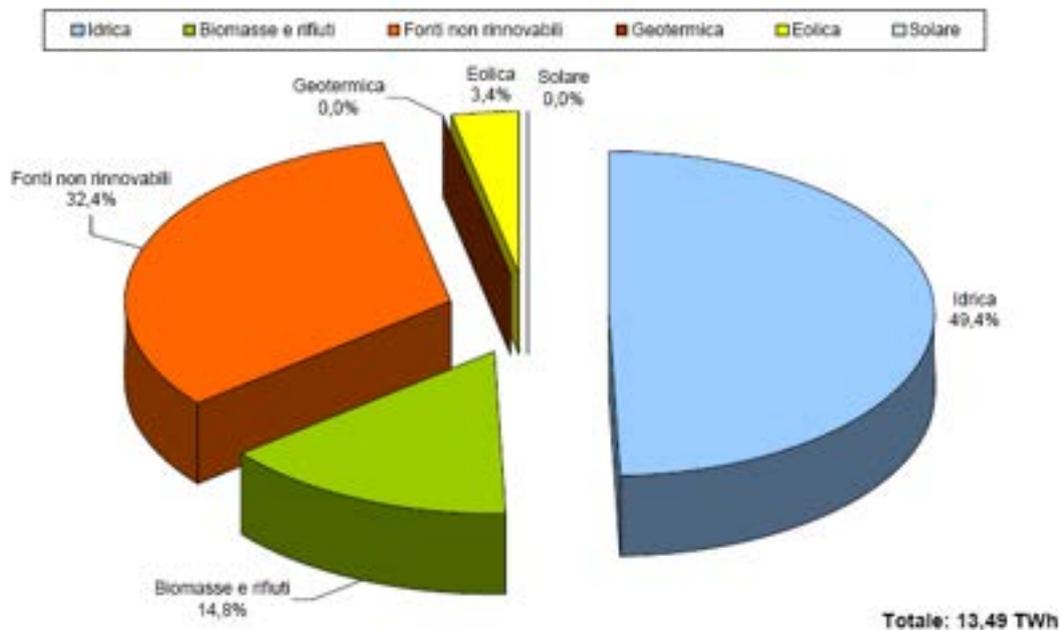


Figura 31 Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD nel 2006 [7]

Si nota altresì (Figura 31) la relativamente scarsa incidenza, nell'ambito della GD, della produzione da impianti eolici e fotovoltaici. La ancora limitata diffusione di queste tecnologie è probabilmente dovuta, nel caso dell'eolico, al fatto che solitamente questi impianti tendono ad avere dimensioni (in termini di potenza efficiente) superiori a quelle tipiche della GD, mentre, nel caso del fotovoltaico, al fatto che al 31 dicembre 2006 non aveva ancora cominciato ad esplicare effetti rilevanti il programma di incentivazione della produzione fotovoltaica di cui al decreto ministeriale 28 luglio 2005. Gli impianti fotovoltaici di piccola generazione si stanno rapidamente diffondendo proprio a seguito dell'introduzione degli incentivi in "conto energia" [7].

In generale la vivacità del settore rinnovabili è testimoniata dalla netta prevalenza e dalla continua crescita delle richieste di connessione per impianti FER, come si può notare dalla Figura 32 (che però non è riferita alla totalità delle nuove connessioni, riguardando un solo distributore) e dalla crescita della potenza installata (Figura 33).

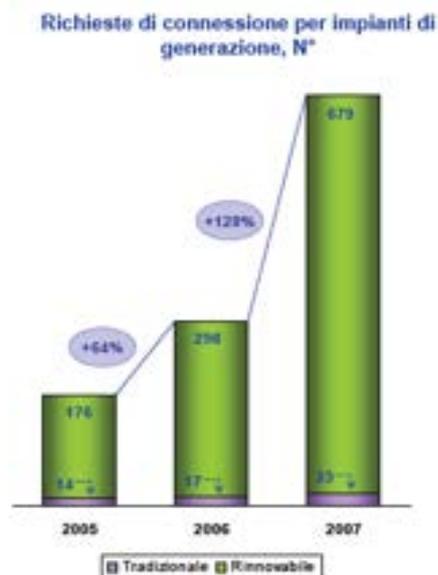


Figura 32 Richieste di connessione [9]

Il Fondo rotativo per l'energia introdotto dalla legge Finanziaria per l'anno 2007 viene istituito per il finanziamento delle misure finalizzate all'attuazione del Protocollo di Kyoto (Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, stipulato a Kyoto l'11 dicembre 1997 e reso esecutivo in Italia dalla legge 1° giugno 2002 n. 120, nonché dalla delibera CIPE n. 123 del 19 dicembre 2002, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 68 del 22 marzo 2003). Tra gli interventi da finanziare prioritariamente nel triennio 2007-2009 comparivano:

- installazione di impianti di micro-cogenerazione diffusa ad alto rendimento elettrico e termico;
- installazione di impianti di piccola taglia per l'utilizzazione delle fonti rinnovabili per la generazione di elettricità e calore.

Nella stessa finanziaria è stata introdotta l'IVA agevolata per la fornitura di energia termica per uso domestico tramite reti pubbliche di teleriscaldamento o nell'ambito del contratto servizio energia solo se è prodotta da fonti rinnovabili o da impianti di cogenerazione ad alto rendimento. Tali provvedimenti sono serviti a generare un aumento di interesse dei fornitori a orientarsi verso fonti rinnovabili e cogenerazione e per rafforzare progressivamente il processo di diversificazione delle fonti energetiche.

	n°	kW	n°	kW	%
	2006		2007		+07/06
Ibrica	2.803	17.412.860	2.128	17.458.614	6,3
0_1	1.173	427.454	1.194	436.580	3,1
1_10 (MW)	426	2.040.351	641	2.085.679	3,2
> 10	204	14.944.255	203	14.936.355	-6,1
Eolica	169	1.988.287	293	2.714.128	42,2
Solare*	-	45.909	7.647	88.750	92,8
Geotermica	31	711.800	31	711.800	0
Biomasse e rifiuti	314	1.256.577	321	1.336.882	6,4
- Solida	106	945.011	106	989.747	-4,7
- rifiuti solidi urbani	63	529.650	61	594.330	12,2
- da colture e altri rifiuti agro-industriali	43	415.381	45	395.217	-4,8
- Biogas	208	311.566	210	347.135	11,4
- da discariche	176	269.820	183	297.005	10,2
- da tanghi	6	4.280	6	4.714	10,1
- da deiezioni animali	10	8.673	10	8.973	3,5
- da colture e altri rifiuti agro-industriali	11	28.993	11	26.443	25,7
Totale	2.803	21.332.934	18.338	22.507.374	4,8

Figura 33 Potenza efficiente lorda degli impianti da fonte rinnovabile in Italia al 31 dicembre 2007 [5]

La legge finanziaria 2008, inoltre, prevede che:

- “A decorrere dal 1° gennaio 2009 ai fini del rilascio del permesso di costruire, deve essere prevista, per gli edifici di nuova costruzione, l’installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in modo tale da garantire una produzione energetica non inferiore a 1 kW per ciascuna unità abitativa, compatibilmente con la realizzabilità tecnica dell’intervento. Per i fabbricati industriali, di estensione superficiale non inferiore a 100 metri quadrati, la produzione energetica minima è di 5 kW” (attuazione rimandata al 1 Gennaio 2010 dal D.L. 207/08 milleproroghe, convertito nella legge 13 del 27 Febbraio 2009)
- “È istituito nello stato di previsione dal Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare un fondo per la promozione delle energie rinnovabili e dell’efficienza energetica attraverso il controllo e la riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti, nonché per la promozione della produzione di energia elettrica da solare termodinamico... Entro cinque mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge il Ministro dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare, con proprio decreto, individua le modalità di utilizzazione del fondo, anche prevedendo iniziative di cofinanziamento con regioni ed enti locali o con altri soggetti, pubblici o privati, nonché mediante l’attivazione di fondi di rotazione.”

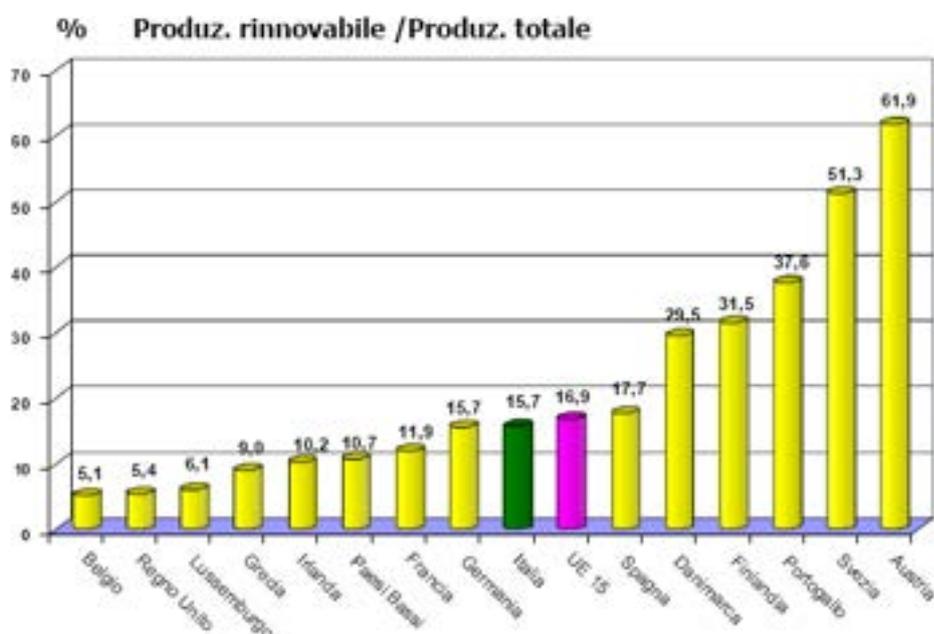


Figura 34 Incidenza % tra la Produzione lorda rinnovabile rispetto alla lorda totale nel 2007[5]

Le prospettive di mercato dipenderanno, quindi, dalla capacità del tessuto produttivo e della rete di manutenzione e vendita di garantire i numeri attesi di installazioni nel mercato. Al momento in Italia si è comunque carenti sotto tutti questi punti di vista. Se si vorrà creare un mercato solido e forte

sarà dunque necessario investire nella formazione di personale e nella strutturazione delle realtà produttive (aspetti che almeno alcuni operatori risultano aver compreso proprio di recente e essere in procinto di affrontare).

Il potenziale economico dipende, invece, dalla capacità delle macchine disponibili sul mercato di tradursi in investimenti interessanti. Gli indicatori che attestano la validità delle scelte da tale punto di vista (VAN, TIR, TRA, etc) sono legati ai prezzi dei combustibili usati e dell'elettricità, oltretutto ai costi delle macchine ed alla relativa manutenzione.

Nel caso della microgenerazione le fonti primarie di interesse sono principalmente:

- gas naturale, gasolio e oli vegetali se si utilizza per la trasformazione un motore a combustione interna (ciclo Otto, Diesel e microturbina);
- gas naturale o alcool con celle a combustibile;
- gas naturale, biomasse o solare per motori a combustione esterna (Stirling, ORC, etc);
- solare nel caso di utilizzo di celle fotovoltaiche.

L'ultima voce fa riferimento a pannelli fotovoltaici piani con recupero termico e ad applicazioni di recente introduzione sul mercato, come i pannelli a concentrazione. Questi ultimi sono in grado di produrre elettricità e calore con un vincolo preciso: la richiesta temporale del calore deve coincidere con la generazione fotovoltaica (a meno delle elasticità consentite, anche in questo caso, dai sistemi di accumulo). Allo stato attuale, la maggior parte delle applicazioni disponibili commercialmente fanno sostanzialmente uso di gas naturale ed è, quindi, su tale vettore che si basa la convenienza della microgenerazione.

Per gli impianti FER, invece, il meccanismo degli incentivi è il principale discriminante nella valutazione di un investimento ed è quindi indispensabile garantire dei valori ragionevoli di prezzo e di durata dei CV. L'incentivo garantito dai CV è uno dei più alti a livello internazionale ma nonostante questo il mercato è ben lontano da quello di altri paesi europei, in quanto a forti incentivi si contrappongono altrettanto forti difficoltà in fase autorizzativa e negli ultimi anni anche quelle legate alle quotazioni di mercato dei CV.

Per quanto riguarda il potenziale tecnico, si prevede che i costi elevati delle macchine in parte si ridurranno e in parte saranno compensati dal meccanismo degli incentivi. Ciò risulta realistico ed in linea con le intenzioni espresse pubblicamente dai ministeri competenti, MSE e MATTM, negli ultimi anni, e consente di concentrarsi su altri aspetti.

Dal punto di vista energetico ed economico non è sufficiente che i vettori siano generati, ma occorre che essi siano anche utilizzati. A tal fine può essere necessario superare sia l'unicità del luogo, consentendo di immettere e valorizzare al meglio elettricità, calore o freddo prodotti in una specifica rete di collegamento con altre utenze, sia la contemporaneità, ricorrendo all'accumulo di energia. Inoltre, con i meccanismi introdotti di ritiro dedicato e scambio sul posto il titolare della licenza di officina di un impianto di cogenerazione non deve più preoccuparsi della congruenza

temporale fra il diagramma di generazione elettrica del suo impianto ed il diagramma di assorbimento dalla rete, data la possibilità di vendere la parte eccedente al proprio consumo.

7.11. Bibliografia e siti web utili

[1] www.autorità.energia.it

[2] www.smartgrid.epri.com

[3] www.fire-italia.it

[4] M.Pece, D. Di Santo, G. Tomassetti (2007). “Analisi del potenziale della microcogenerazione in Italia”, FIRE

[5] www.gse.it

[6] AEEG, “Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita in Italia per l’anno 2005 ed analisi dei possibili effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico nazionale”- Delibera ARG/elt 328/07

[7] AEEG, “Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita in Italia per l’anno 2006 ed analisi dei possibili effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico nazionale”- Delibera ARG/elt 25/09

[8] www.progettonuovaenergia.com

[9] www.enel.it

[10] www.cigre-c6.org

PARTE IV
CRITICITÀ E BARRIERE NELLA LEGISLAZIONE

8. IL QUADRO DELLE PROBLEMATICHE LEGISLATIVE

8.1. Aspetti generali

L'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia coinvolge un numero grandissimo di decisioni, di modifica di comportamenti, di interventi hardware e poi di messa a punto di modalità ottimali di gestione dell'energia.

Questa fortissima segmentazione dell'obiettivo è il principale ostacolo da superare rispetto ad una decisione centralizzata.

Il secondo ostacolo è costituito dal fatto che solo in pochi casi l'obiettivo è raggiungibile attraverso una semplice decisione di acquisto. In genere è necessaria una continuità di gestione attenta e finalizzata, che richiede il coinvolgimento degli occupanti l'edificio o degli operatori dell'impresa.

Un'ulteriore difficoltà è costituita dalla limitata incidenza della spesa energetica sulla spesa totale, salvo che per le industrie energy intensive. Questa limitata incidenza percentuale, anche per cifre in assoluto di tutto interesse, fa sì che solo imprese che abbiano già attuato una dettagliata contabilità e controllo della spesa e che siano già in condizioni di aperta concorrenza, con obbligo di limare tutti i costi, siano sensibili ed attente all'efficienza. Al contrario, imprese dei servizi e della P.A. che ancora non sentono il morso della concorrenza, sono piuttosto insensibili ed anzi, normalmente, neanche curano una contabilità analitica della spesa energetica.

In un contesto di questo tipo non è molto efficace una campagna basata prevalentemente su incentivi economici. Basti vedere, come esempio, il limitato ricorso da parte delle aziende alle detrazioni previste dalla Finanziaria sui motori elettrici ad alta efficienza, tema individuato come altamente prioritario nell'analisi della Confindustria, da confrontare invece con il g dello stesso strumento per le ristrutturazioni edilizie.

Occorre dunque analizzare in dettaglio come si formano le decisioni, come queste dentro le strutture e come poi trovano rispondenza nel mercato, per capire quale possa essere lo strumento più adatto, quale il tempo necessario perché possa arrivare a modificare i comportamenti e come la buona regola possa poi essere istituzionalizzata.

Si tratta di far evolvere la società da una tradizione di spender poco all'attenzione a spender bene ed alla qualità delle prestazioni.

Un piano che punti al successo deve tener conto di queste difficoltà, sia nella selezione degli obiettivi, sia nella scelta delle strategie.

8.2. Congruenza fra obiettivi di efficienza, obiettivi di Kyoto e obiettivi sociali

Gli obiettivi di miglioramento dell'efficienza energetica debbono essere congruenti e compatibili con gli impegni che il governo ha preso verso l'UE.

L'Unione Europea si è posta degli obiettivi per così dire omotetici, cercando dunque di agire in tutte le direzioni con pari intensità. Così ha deciso, per il 2020, di portare al 20% (17% per l'Italia) la quota di energia da fonte rinnovabile e di ridurre del 20% le emissioni di gas climalteranti; la riduzione del 20% degli usi finali attraverso l'efficienza energetica non è più un obiettivo, come nelle prime proposte, ma assume un ruolo cruciale nel perseguire gli altri ambiziosi traguardi.

Questo approccio è motivato dal fatto che in mancanza di una politica europea comune, l'UE affronta il problema dal lato dell'innovazione e dello sviluppo tecnologico, approccio per il quale tutte le strade debbano essere percorse.

Nel trasferire questi impegni globali ai vari paesi sarebbe stato opportuno tener conto non solo delle potenzialità fisiche, ma anche delle implicazioni economiche e sociali. Tra l'altro per l'Italia è risultata fortemente penalizzante la data scelta come riferimento di base (1990), subito dopo la caduta del muro di Berlino (1989) e prima che questa decretasse il forte calo di consumi nell'Europa dell'Est (che ha facilitato i Paesi di quell'area offrendo una riduzione di emissioni non legata a politiche virtuose), e il fatto che la conversione a gas naturale del nostro parco termico per riscaldamento e di quello termoelettrico fosse rispettivamente già avvenuta nel primo caso ed avviata nel secondo, rendendo praticamente molto difficile ottenere ulteriori benefici senza il ricorso al nucleare.

L'obiettivo dell'UE è di raggiungere una riduzione globale assoluta senza che questo venga percepito dai cittadini come una riduzione di prestazioni. Naturalmente è diversa la situazione quando i consumi sono saturati, in quanto degli usi finali collegati già beneficiano sostanzialmente tutti gli utenti, come per il riscaldamento invernale, rispetto a quando non lo sono, vedi il condizionamento estivo, per il quale la domanda di energia tende a crescere.

Gli obiettivi di efficienza possono trovarsi a dover competere in un contesto di richieste di miglioramento della qualità del parco abitativo e di maggiore disponibilità di infrastrutture, tali che globalmente i risultati si traducono in una riduzione limitata dei consumi totali o addirittura in un loro aumento contenuto, nonostante le azioni intraprese per migliorare l'efficienza. Basti considerare, ad esempio, la situazione del parco auto ove il miglioramento di efficienza nei motori non si sta traducendo, se non in minima parte, in minori consumi globali a causa dell'aumento di peso per ottenere maggiore sicurezza passiva, della diffusione dell'aria condizionata (per maggior comfort e più attenzione alla guida), della scelta dell'auto più grande e con più accessori elettrici per maggiore comodità, infine dal continuo aumento del parco stesso.

In questa situazione vi è un chiaro contrasto con le politiche di marketing delle imprese e con il martellamento pubblicitario dei media, che tendono a presentare i beni come strumenti per "godere" attraverso il loro continuo ricambio, piuttosto che per un uso e consumo in grado

realmente di migliorare il benessere. Non si tratta certo di chiedere una politica di costrizione, ma della necessità di una prassi di privilegio della qualità dello stile di vita e dell'uso intelligente degli oggetti, contrastando senza inibizioni le spinte alla dequalificazione ed al conformismo consumistico.

Sono da considerare anche fenomeni quali la delocalizzazione delle industrie (positiva per gli obiettivi ambientali nazionali, ma negativa per gli obiettivi mondiali perché nei paesi con più bassi costi è probabile che l'efficienza sia più bassa e gli effetti sull'ambiente, anche a largo raggio, più pesanti), la garanzia della costanza delle forniture energetiche, la differenziazione delle fonti, la demografia, l'invecchiamento della popolazione, e la realizzazione o meno di grandi infrastrutture del trasporto (dalle ferrovie ad alta velocità alle metropolitane), ossia fenomeni di entità e complessità economico-istituzionale che avranno una influenza determinata per gli aspetti produttivi – occupazionali e di qualità della vita.

Si ritiene che il tema della congruità delle scelte con gli impegni internazionali richieda l'organizzazione di momenti di verifica e di analisi e di dialogo con le strutture scientifiche e sociologiche: sostanzialmente un'attività di comunicazione biunivoca a vari livelli di approfondimento.

8.3. Barriere e criticità

Esiste la barriera dovuta alla mancata conoscenza delle tecnologie più efficaci, problema gravissimo non per la mancanza di aggiornamento sulle stesse, ma perché è causa e conseguenza del fatto che i cittadini e anche gli imprenditori sono abituati ad affidarsi per le scelte delle tecnologie agli addetti ai lavori, senza curarsi o richiedere che siano esperti.

Perché l'operatore dovrebbe scegliere un impiantistica più efficiente? Per spendere meno in futuro e per rispettare le disposizioni del Governo? Nella tradizione italiana non dar retta alle regole del Governo figura come prima dimostrazione di indipendenza e furberia, nella tradizione di un popolo che dopo Fornovo ha fatto tante rivolte ma nessuna rivoluzione. Inoltre l'operatore non è pagato in funzione delle economie di gestione dell'edificio/impianto, ma solo in base all'entità dei lavori, meccanismo che non promuove la buona progettazione e l'innovazione.

Gli addetti ai lavori, progettisti ed installatori, si adattano benissimo a questo regime che non chiede di rischiare innovazioni strutturali, né di fare buoni progetti, quanto di avere idee facili e adatte a fare effetto immediato sul cliente, con massima attenzione al minimo prezzo di acquisto ed alla "moda" più che alla sostanza. In un contesto che non premia i migliori conviene trascurare l'aggiornamento professionale, che implica rinunciare ad alcuni giorni di lavoro (spesso in nero) senza apportare vantaggi concorrenziali o economici, con danno dei clienti e generale (scarsa qualità dei lavori, necessità di interventi aggiuntivi, evasione fiscale, etc).

Per dare importanza alla spesa futura occorre ci sia nelle attività del terziario una contabilità precisa ed analitica e che l'energia non vada a finire nelle spese generali. Così diventa possibile pensare a contratti di servizio a prestazioni garantite, offerti da ESCO, in cui l'economia di gestione

e la qualità siano tenute in adeguato conto. In questo modo si può valorizzare anche la tendenza di alcuni operatori di non puntare sull'innovazione per avere maggiori garanzie di risultati certi e quindi di soddisfazione dei clienti. Operatori che non investono sulle nuove proposte tecnologiche, ma che sono capaci di fare buoni progetti e di curare la gestione degli impianti.

Al posto del detto contadino "chi bello vuol comparire un poco ha da soffrire", che riguardava non tanto il dolore delle scarpe strette quanto la spesa per il loro acquisto, occorrerebbe far proprio il proverbio capitalista inglese "il giusto valore per il proprio penny", che dà valore allo spendere bene, all'acquisto economicamente più conveniente, non al meno costoso.

Può essere opportuno esaminare in dettaglio, come esempio, il tema motori elettrici ad alta efficienza.

Le proposte della Confindustria individuano questo componente come quello sul quale concentrare l'attenzione, il costo iniziale di acquisto è solo qualche percento del costo dell'energia consumata nella sua vita, per cui c'è l'interesse puramente economico ad installare nelle nuove macchine e sostituire nelle vecchie motori ad alta efficienza, anche se più costosi. La Confindustria ha valutato che si possono ridurre i consumi, in Italia, di 7 TWh_e/anno. Il governo ha ammesso i motori ad una detrazione fiscale del 20%. I risultati, sono stati però molto limitati, soprattutto se paragonati al successo del 55% per gli edifici. I motivi di questo insuccesso sono così presentabili, nei vari passaggi.

Gli uffici acquisti delle imprese nella grande maggioranza non applicano il processo del calcolo di spesa nel ciclo di vita utile del componente, ma si curano di rispettare i budget annuali cercando il minor costo di acquisto. Si dà allora la colpa alla concorrenza cinese (anni fa era quella romena); in realtà la Cina produce motori elettrici di tre diverse classi di qualità e sono i commercianti italiani che chiedono il prezzo più basso senza curarsi di altro.

Il tecnico di buona volontà può cercare di presentare la sua proposta come un programma di investimento. Negli anni scorsi questi programmi erano accettati qualora il pay back time risultasse inferiore ai due anni. Nella situazione del momento, crisi del dollaro, crisi politica, crisi della crescita, le imprese chiudono la borsa ed accettano proposte con Tempi di Ritorno dell'Investimento attorno ai 6 mesi (dati raccolti ad un incontro di utenti presso una società leader del mercato dell'aria compressa). Ci sono venditori di elettricità che offrono ai loro clienti il collegamento con ESCO per realizzare gli interventi di efficienza, ma molte imprese sono ancora poco aperte a questo approccio.

Se supera queste difficoltà il tecnico amante dell'efficienza scopre spesso che i fornitori sono sforniti di motori di questo tipo perché poco richiesti (nell'UE rappresentano invece una fetta significativa del mercato). Se non sono richiesti i commercianti ed i produttori li hanno nei cataloghi, ma non nei magazzini pertanto si allungano i tempi ed i costi, con dubbi sull'effettiva qualità. Solo se la domanda crescerà i commercianti ed i produttori si adegueranno.

È abbastanza raro che si acquisti un motore elettrico come componente indipendente (salvo che per potenze elevate). In genere i motori sono già inseriti all'interno di macchine (torni, pompe, ventilatori, etc), sono cioè acquisti OEM. Si ricade così nella situazione tipica dell'edilizia; chi assembla le macchine cerca di tener bassi i costi e cerca di spendere poco sui componenti acquistati, chi compra le macchine deve considerare vari parametri prestazionali che vengono prima dell'efficienza dei motori; spesso chiedere al fornitore della loro qualità non porta a risultati affidabili.

Solo se i clienti cominceranno ad insistere per avere componenti di qualità, i fornitori di impianti cominceranno a dare attenzione al problema; se la pressione si rafforzerà cominceranno anche ad acquistarli ed installarli. Il processo richiederà certamente qualche anno di pressione da parte degli utenti.

Da questa analisi si possono ricavare degli insegnamenti:

- a) gli studi sulle potenzialità debbono approfondire non solo gli aspetti tecnici ma anche i processi decisionali; la penetrazione di una tecnologia non è sempre valutabile in percentuale, ma dal superamento delle soglie critiche;
- b) gli aspetti di formazione tecnico-gestionale dei tecnici sono fondamentali insieme all'affermarsi di una maggiore trasparenza di meccanismi di decisione nelle imprese e all'esistenza di spazi per le proposte dei tecnici;
- c) la penetrazione accelerata richiede azioni concentrate di una certa dimensione, il ruolo delle ESCO, delle associazioni di categoria ed infine della domanda pubblica qualificata (green public procurement) appare fondamentale;
- d) i meccanismi di incentivazione debbono avere un minimo di durata, regole chiare e percepibili come tali dagli operatori per produrre degli effetti strutturali;
- e) la disponibilità di norme tecniche condivise e di laboratori di certificazione sono prerequisiti per la penetrazione di prodotti innovativi.

8.4. Considerazioni sul trasferimento degli obiettivi nazionali alle Regioni

Nel trasferire gli obiettivi dalla nazione alle Regioni è opportuno che ci sia una fase di riconsiderazione e di confronto fra le ipotesi e chi deve farle divenire realtà, considerando sia le potenzialità fisiche che la capacità delle imprese locali di trasformare questi obblighi in occasioni di crescita.

In Italia abbiamo più sole, quindi non solo il fotovoltaico produce di più a pari potenza installata, ma anche le biomasse crescono più velocemente. Il nostro potenziale eolico non raggiunge i livelli di altri Paesi, ma in compenso abbiamo il parco termoelettrico più efficiente dell'UE già metanizzato, e per fortuna ormai senza carenza di potenza.

Da queste considerazioni deriva che in Italia un kWh fotovoltaico decentrato, in bassa tensione e prodotto a mezzogiorno, vale 864 kcal come quota di rinnovabili. Considerando le perdite di rete sostituisce 1,1 kWh da ciclo combinato a gas naturale che avrebbe richiesto il consumo di 1.689

kcal di combustibile fossile ed evita circa 405 grammi di CO₂, mentre in Germania lo stesso kWh fotovoltaico sostituirebbe 1,1 kWh di un vecchio impianto a carbone, di rendimento 38%, quindi eviterebbe 2.500 kcal di combustibile fossile ed un'emissione di 1.000 grammi di CO₂. Alla fine i benefici per la Germania per l'obiettivo di abbattere le emissioni climalteranti sono molto superiori a quelli per l'Italia, a parità di sforzo profuso.

Avendo l'Italia un parco termoelettrico molto efficiente è dunque di interesse farlo funzionare a pieno carico per sostituire i combustibili fossili utilizzati per applicazioni a bassa temperatura.

Consideriamo ad esempio un impianto di riscaldamento a pompa di calore con utilizzo del calore del terreno superficiale ed un COP di 4. Un kWh elettrico in bassa tensione, con gli stessi parametri prima riportati, rende disponibili 4 kWh termici che, ipotizzando un rendimento stagionale di 0,85 della caldaia preesistente, sostituiscono 4,7 kWh di combustibile, pari a 4.065 kcal. Considerando questi risultati nell'ottica degli obiettivi dell'UE occorre ricordare che le perdite delle caldaie da riscaldamento rientrano negli usi finali, perciò per l'obiettivo di riduzione degli usi finali si ha 1 kWh elettrico che sostituisce 4,7 kWh termici, con una riduzione di 3,7 kWh. Per calcolare l'effetto sulle emissioni di CO₂ occorre risalire alle fonti primarie utilizzate, per cui, sempre nell'ipotesi di generazione da ciclo combinato, si ha una riduzione di consumi di $(4.065 - 1.689) = 2.376$ kcal di combustibile fossile, ed una riduzione di emissioni di CO₂ pari a 570 grammi, sempre considerando sostituita una caldaia a gas naturale. Se la caldaia bruciasse gasolio, il calcolo andrebbe rifatto assumendo le emissioni tipiche di questo combustibile e risulterebbero 814 grammi da riportare nell'obiettivo di riduzione delle emissioni climalteranti.

Dal punto di vista globale i risultati della soluzione con pompa di calore sono più interessanti, anche perché il fattore di carico è poi di 2-2,5 volte superiore. L'investimento è dello stesso ordine di grandezza del fotovoltaico nel caso di realizzazione di impianto "geotermico" con sonde verticali, mentre risulta più ridotto se si usano acque superficiali. Le tecnologie sono nazionali, al contrario di quanto avviene per la maggior parte di quelle basate su fonti rinnovabili, gli investitori hanno diritto alla detrazione fiscale del 55% e sui risultati dell'esercizio incide l'effetto positivo del forte carico fiscale sui combustibili da riscaldamento non più acquistati. Il consumo elettrico è inoltre spostato verso le ore di minor carico e di tariffe ridotte.

La Tabella 4 presenta altri casi di possibile accoppiamento fra i nuovi vettori energetici, la fonte utilizzata per produrli ed i vettori e le fonti sostituite.

Tabella 4 Vettori energetici, fonti utilizzati e fonti sostituite

SCHEMATIZZAZIONE DI MASSIMA							
1 kWh	Obiettivo 20% rinnovabili [kWh]	Obiettivo 20% minori consumi [kWh]	Obiettivo 20% minori emissioni [g CO ₂]	Costi di investimento [€/kW]	Costi di esercizio [€/ora]	Ore di esercizio annuo	Incentivi
Da fotovoltaico*	1	0	- 405	7.000	0	1.100	0,44 [€/kWh _e]
In pompa di calore (a) da CCGT in sostituzione di caldaia a gas*	0	3,7	-570	7.000	0,2	3.500***	Detrazione 55%
In pompa di calore da CCGT in sostituzione di caldaia a gasolio*	0	3,7	-814	7.000	0,2	3.500***	Detrazione 55%
In pompa di calore da impianto a carbone in sostituzione di caldaia a gas*	0	3,7	+24	7.000	0,2	3.500***	Detrazione 55%
In pompa di calore da impianto a carbone in sostituzione di caldaia a gasolio*	0	3,7	-220	7.000	0,2	3.500***	Detrazione 55%
In pompa di calore da impianto a carbone (b) supercritico in sostituzione di caldaia a gas*	0	3,7	-135	7.000	0,2	3.500***	Detrazione 55%
Da termocamino con rendimento del 50 % in sostituzione di caldaia a gasolio**	1	0	-306	400	0,8	2.000	Detrazione 55%
Da stufa a pellet con rendimento del 80 % in sostituzione di caldaia a gas**	1	0	-245	250	0,8	2.000	Detrazione 55%

* kWh elettrico

** kWh termico

*** anche uso estivo

CCGT = Impianto a gas a ciclo combinato

(a) pompa di calore con utilizzo di calore da acqua di falda o dal terreno

(b) impianto a carbone supercritico con rendimento elettrico del 45 %

Rielaborazioni FIRE su dati tratti da "Tabella 'Dati Statistici sull'Energia Elettrica in Italia, Terna, www.terna.it."

Essa mostra che per l'Italia in generale, ed in particolare per le varie regioni, esistono varie soluzioni con diversi livelli di difficoltà per l'attuazione e di efficacia nel raggiungimento dei tre diversi obiettivi.

È opportuno che la regionalizzazione tenga conto di valutazioni di questo tipo e del ruolo che l'efficiente parco di impianti a ciclo combinato può giocare per gli obiettivi globali

Una valutazione realistica del confronto di emissioni fra pompa di calore e caldaia può prendere in considerazione un mix di produzione elettrica basata su 12 ore giornaliere da ciclo combinato a gas e su 12 ore notturne da impianto a carbone, da cui si ricava che le riduzioni di anidride carbonica sono di circa 353 grammi $((135+570)/2)$ nel caso di sostituzione di caldaia a gas.

Una maggiore elettrificazione dei consumi è quindi da prevedere, questo non solo per la diffusione dei condizionatori (purtroppo spesso di bassa efficienza), quanto per due motivi strutturali:

Poiché il parco termoelettrico ha un'efficienza molto elevata, ci sono molti usi termici poco efficienti che possono essere sostituiti da elettricità. Molti interventi di efficienza negli usi termici richiedono interventi elettrici per pompe, ventilatori, regolazione.

Da queste considerazioni deriva che la riduzione di consumi globali fossili comporta certamente la riduzione dei combustibili per usi termici, ma l'effetto sui consumi elettrici sarà più complesso, tale da giustificare la costruzione di nuovi impianti, anche per poter chiudere i vecchi e ridurre i costi di generazione e le emissioni di CO₂.

Si può allora tentare una graduatoria delle potenzialità delle diverse possibilità di affrontare in modo positivo e "creativo" il 20/20/20, tenendo conto delle specificità del settore terziario:

- aumento dell'efficienza negli impieghi dell'elettricità;
- aumento dell'efficienza negli impieghi del calore negli edifici;
- introduzione di tecnologie elettriche efficienti per sostituire combustibili in usi a bassa temperatura;
- aumento dell'uso delle fonti rinnovabili per usi termici (biomasse e solare);
- sviluppo della produzione di elettricità da fonti rinnovabili.

Fra i benefici collegati alla diffusione di buone pratiche sull'efficienza energetica validi per tutto il Paese si ricordano i seguenti punti:

- minore dipendenza dalle importazioni di fonti energetiche e maggiore garanzia delle possibilità di rifornimento;
- minori emissioni inquinanti e climalteranti;
- riduzione della necessità di investimenti nel potenziamento della struttura di generazione, trasporto e distribuzione dei vari vettori energetici, per di più ostacolati da complessi iter autorizzativi e di accettazione sociale;
- aumento della conoscenza e dalla consapevolezza dei cittadini sui temi dell'energia e, più in generale, dell'uso delle risorse;
- costi di implementazione degli interventi di efficienza energetica, a parità di contenimento delle emissioni climalteranti, minori rispetto alle fonti rinnovabili, di cui peraltro promuovono la diffusione riconoscendo un maggior valore all'energia consumata;
- contributo alla crescita di flessibilità e competitività della società nel suo complesso.

8.5. Aspetti legati al mercato dell'energia elettrica e del gas naturale

La complessità e la mancanza di chiarezza e coerenza, nonché l'interpretabilità dei provvedimenti, la distribuzione delle regole inerenti ad uno stesso tema in vari provvedimenti e l'incertezza del quadro complessivo, sono solo degli esempi delle conseguenze che possono scaturire da un quadro normativo come quello energetico italiano in continua evoluzione. Per queste ragioni, si rende necessaria una conoscenza approfondita e continuamente aggiornata della legislazione e della normativa di riferimento; le competenze tecniche, economiche e ambientali conseguite attraverso gli studi universitari producono un quadro idilliaco - quanto complicato - di opportunità di intervento e di azione. Questa situazione rende ovviamente arduo il compito non solo di colui che si accinge ad iniziare il cammino verso la conoscenza delle regole del gioco, ma anche di chi col gioco ha già avuto modo di cimentarsi. Il carattere di "necessità" (si parla di *commodity* nei paesi anglosassoni), unito alla dimensione delle infrastrutture e ai lunghi tempi di ritorno di molte opere, nonché all'esigenza di importare una quota delle fonti primarie richieste (che nel caso dell'Italia è superiore al 85%), rende indispensabile la determinazione di un quadro di regole che disciplini la materia ed indichi agli operatori di mercato quali sono gli ambiti in cui operare. Ma complessità significa anche delicatezza e tempi lunghi di trasformazione. Per tale ragione, sarebbe auspicabile operare in un'ottica di medio-lungo periodo, monitorando e aggiornando costantemente le politiche di settore per assicurare la massima operatività del sistema.

Nel mercato elettrico e in quello del gas naturale esistono poi problematiche legate ancora all'elevato potere di mercato in capo agli operatori dominanti (Enel ed Eni), in grado di controllare i prezzi in determinati periodi, zone del Paese e fasi di mercato. Nel settore del gas, per esempio, nonostante l'avanzamento del quadro normativo e regolamentare, è in progressivo peggioramento il quadro competitivo, a causa di sviluppi infrastrutturali non adeguati all'andamento della domanda e a causa della dominanza dell'Eni sul mercato, operatore largamente dominante non solo nell'attività di produzione ma soprattutto nelle attività di importazione e stoccaggio. In questa realtà nazionale, caratterizzata da forti criticità sul piano concorrenziale è forte la necessità di introdurre sollecitamente anche per il settore gas, così come già fatto per il settore elettrico, una separazione proprietaria (il cosiddetto *unbundling*) delle aziende che gestiscono monopoli tecnici da quelle che si occupano di libere attività in competizione, a monte od a valle della filiera. L'esperienza, derivante anche dalla specificità del mercato italiano e da soluzioni adottate in altri Paesi, dimostra che la sola separazione societaria è uno strumento insufficiente per garantire la piena neutralità e trasparenza delle attività di trasporto e di stoccaggio; servizi a cui debbono poter accedere tutti i concorrenti, senza nemmeno il sospetto di discriminazioni o svantaggi competitivi, non possono essere nelle mani di uno di essi, per giunta il dominante. Come già è accaduto nel settore elettrico, la giusta terziarizzazione di Terna, secondo quanto riportato dall'AEEG nella relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta del 2008, non ha affatto indebolito l'Enel e la sua azione

per una crescita della propria quota di mercato extra-nazionale. Peraltro, le terziarizzate Snam Rete Gas e Stogit, finanziate, come già oggi, da prelievi tariffari e libere da altri condizionamenti, potrebbero sviluppare infrastrutture atte a sostenere anche la gara del nostro Paese per l'hub principale del Sud Europa.

Con la liberalizzazione del mercato energetico, le maggiori problematiche emerse derivano anche da fattori peculiari del settore in sé; gli ingenti investimenti necessari per realizzare le reti di trasporto dell'energia, ad esempio, richiedono una regolamentazione ed un'attività di indirizzo da parte delle Autorità preposte e dei Governi, per favorire quegli interventi ritenuti essenziali per lo sviluppo ed il miglioramento del servizio. Gli stessi impianti produttivi possono difficilmente essere costruiti in assenza di una chiarezza nelle regole che dia una qualche certezza agli operatori ed agli istituti di credito sulle relative possibilità di successo e di impiego. Un altro aspetto che richiede un indirizzo ed una regolamentazione adeguata è il tema della diversificazione delle fonti energetiche impiegate nella generazione di energia e l'eliminazione di barriere per le fonti rinnovabili ed assimilate. Negli ultimi anni si è assistito ad una crescita molto forte del gas naturale, solo parzialmente bilanciata dall'incremento dell'utilizzo del carbone, mentre è calato velocemente il consumo di olio combustibile. L'equilibrio fra il mercato e le scelte della politica energetica imposti dalla Comunità Europea e dal Governo, poi, sono un altro elemento che va ad influenzare le possibilità di successo concreto della liberalizzazione energetica in Italia e non solo. Con riferimento quindi dall'inizio della liberalizzazione e, in particolare, all'avvio della borsa elettrica, l'Antitrust ha osservato che, come era facilmente prevedibile, non si è sviluppato un vero gioco competitivo con conseguenti riduzioni di prezzo: "I problemi strutturali connessi alla elevata concentrazione dell'offerta, ai limiti nella rete di trasmissione (nazionale e con l'estero), alla asimmetrica posizione degli operatori per tipologia di impianti, alla non equilibrata localizzazione tra zone geografiche, nonché le barriere di tipo amministrativo/burocratico al rinnovo del parco generazione nazionale, si sono "traslati" sull'evoluzione dei prezzi di borsa. La borsa, infatti, ha reso trasparente l'esistenza di problemi competitivi rilevanti, nonché il rischio che, in assenza di interventi mirati di politica industriale, possa essere esaltato il potere di mercato ancora detenuto dall'ex-monopolista". Problematiche queste che potrebbero essere risolte attraverso diverse linee di intervento, tra cui il potenziamento, in misura coerente con gli sviluppi della rete di trasmissione nazionale, delle linee di interconnessione con l'estero e la realizzazione di linee dirette, nonché l'insediamento di nuovi poli di produzione nelle zone di mercato che risultano ad oggi deficitarie rispetto alla domanda.

8.5.1. Esiti dell'indagine FIRE sulle offerte elettriche per il residenziale

Il recepimento della Direttiva Comunitaria 96/92/CE con il decreto legislativo 79/99 ha segnato l'inizio in Italia della liberalizzazione del mercato elettrico, un'apertura pensata per fasi e che ha portato alla creazione di un mercato totalmente libero anche sul fronte della domanda dal 1° luglio

del 2007. In questi anni sono avvenute trasformazioni profonde, dalla separazione del ruolo fra distributori e venditori (ancora non del tutto compreso da alcune fasce di utenza) alla comparsa di nuovi soggetti produttori, dalla ristrutturazione del parco di generazione alla diffusione dei contatori orari ed "elettronici" (uno dei benefici reali conseguiti è proprio legato alla misura), dai primi passi della generazione distribuita di piccola taglia all'avvio della borsa ed al progressivo collegamento al suo funzionamento delle regole del gioco (dispacciamento, ritiro dedicato, scambio sul posto, prezzo dell'energia).

Dopo l'euforia per gli sconti dei primi anni, riservati ai grandi utenti, la liberalizzazione si è accompagnata ad un'inevitabile e crescente complessità delle regole. Diversi studi concordano come in queste condizioni diventi più difficile per i clienti finali scegliere fra le proposte commerciali in modo consapevole e dunque stimolare la competizione nel mercato dell'offerta.

Se i grandi utenti possono strutturarsi per mantenere un livello di informazione ottimale, in un Paese con una domanda costituita prevalentemente da piccoli e micro consumatori ciò può risultare difficile, se non impossibile. L'Autorità, per ridurre questo rischio, ha previsto negli ultimi anni una serie di regole, volte a rendere più trasparenti e confrontabili le offerte per quei clienti che non sono in grado di raggiungere una conoscenza approfondita dei meccanismi di mercato.

Per valutare quanto tali misure abbiano raggiunto i loro scopi, la FIRE ha ritenuto utile condurre, fra la fine del 2008 e l'avvio del nuovo anno, un'indagine sull'offerta dedicata agli utenti più piccoli: i clienti residenziali. Un'indagine che permettesse di valutare da una posizione terza le diverse offerte nel mercato libero proposte dai più grandi venditori presenti sul nostro territorio, come fossero presentate al grande pubblico e come da questo potessero essere recepite.

Il lavoro è stato svolto considerando le offerte commerciali per i clienti domestici del libero mercato di alcuni tra i maggiori operatori nel campo della vendita dell'energia elettrica in Italia.

I siti web sono stati il punto di partenza per delineare quello che è attualmente il contesto delle varie offerte per gli utenti residenziali con potenza impegnata di 3 kW, i "comuni cittadini". Dopo aver delineato un quadro generale di quelle che sono ad oggi le varie proposte, e valutata la loro chiarezza in base alla loro presentazione sul web, si è provveduto a contattare telefonicamente i call center dei diversi venditori, cercando di ottenere delle risposte chiare su temi di interesse generale e su aspetti specifici dell'offerta, ponendo le medesime domande ad ogni operatore. In questo modo, si è voluto avere un riscontro diretto e procedere ad una verifica meno mediata delle informazioni disponibili e della possibilità di richiedere ulteriori chiarimenti.

Nel primo caso si segnala una situazione non ottimale relativamente alla presenza della "scheda confronto" nei diversi siti, scheda che dovrebbe essere invece obbligatoria al momento della "consegna" dell'offerta e della presentazione del contratto; solo un paio di operatori, infatti, ha presentato in maniera chiara la scheda nella pagina delle offerte, mentre negli altri casi non è stato così semplice trovarla (in un caso non si è proprio riusciti ad individuarla). Avendo constatato che parte degli operatori preferisce non inviare nessun contratto se non dopo la stipula dello stesso via

telefono, si ritiene invece fondamentale che questa sia ben in evidenza nel momento in cui il cliente decide di raccogliere dati e informazioni circa l'offerta che più lo interessa. Tra i contratti pervenuti, al contrario, è sempre risultata presente la scheda per il confronto dell'offerta proposta dai singoli operatori con i prezzi di riferimento fissati trimestralmente dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

Le telefonate dirette ai vari call center hanno riguardato una serie di punti contenuti in una lista di domande, poste ai vari operatori contattati, per poter confrontare meglio le risposte fornite dagli stessi. Come già accennato, non tutti i venditori prevedono la possibilità di spedire a casa del richiedente il materiale cartaceo per prendere visione dell'offerta; se si aderisce invece telefonicamente, viene inviata in pochi giorni la bozza di contratto da compilare e rispedire firmata dal richiedente, con allegata la scheda di confronto prezzi.

Le proposte per la fornitura di energia dei diversi operatori del mercato libero prevedono o un prezzo indicizzato ad una componente della tariffa definita dall'AEEG (opzione prevalente), con l'indicazione di uno sconto rispetto ad essa, o un prezzo fisso, in genere valido per due anni. Alcuni venditori offrono anche un'opzione bioraria.

Le differenze di prezzo risultano interessanti. Nella valutazione delle offerte da parte del cliente incideranno dunque sia l'entità dello sconto, sia la propensione del singolo utente finale ad accettare un certo margine di "rischio".

Nelle Tabelle 5 e Tabelle 6, si evidenziano le percentuali di "sconto" emerse dall'elaborazione delle varie offerte prese in considerazione: come emerge dalle tabelle, l'intervallo calcolato a seconda del tipo di offerta per una famiglia tipo italiana con un consumo annuo stimato intorno ai 2.700 kWh, registra un intervallo che va dal 2,8% al 13,2% per la monoraria, e dal 6,1% al 13,1% se bioraria. In base al tipo di impiego dell'energia elettrica e della quantità annua consumata, dunque, può essere raggiunto un livello interessante di "risparmio" in bolletta, sebbene si tratti di una somma nell'ordine dei 10-40 € annui per cliente.

È interessante notare che le due offerte "verdi" ricevute (basate su RECS o certificati equivalenti), entrambe a prezzo fisso per due anni, prevedano un costo del 7,6% superiore a quello dell'altra offerta a prezzo fisso considerata (non "verde").

L'aspetto emerso alla fine dello studio è che più di un quarto degli operatori presi ad esame usa il termine "componente energia" senza specificarne la relativa componente di riferimento: questo può portare ad una certa confusione e ad una conseguente mancanza di chiarezza nella lettura delle offerte per quei clienti domestici che non sempre sono in grado di cogliere le varie sfumature presenti dietro le proposte che ricevono. Le offerte si riferiscono alla cosiddetta "componente energia", che alcune volte sta a indicare la componente PED (prezzo dell'energia e del dispacciamento), e altre la PE (prezzo dell'energia), termini usati spesso come sinonimi, ma che sinonimi non sono. La prima comprende infatti nel costo la componente dispacciamento (la cosiddetta DISPBT), la seconda no. Per dare un ordine di grandezza, il dispacciamento ha un

peso che può variare, a seconda degli scaglioni di consumo, dallo 0,3% al 5,4% del totale della bolletta elettrica.

Secondo dati elaborati dall'Autorità, nel primo trimestre del 2009 (Figura 35) la componente PED rappresenta il 56,7% del totale speso per la bolletta elettrica per i consumi di una famiglia tipo italiana; una percentuale importante, che giustifica la presentazione delle diverse offerte per ciascun scaglione di consumo da parte dei vari venditori.

Il giudizio complessivo dei call center, basato sulle telefonate effettuate e sul materiale ricevuto, è abbastanza positivo. I colloqui telefonici, infatti, sono risultati pressoché completi dal punto di vista delle informazioni fornite, e gli operatori nella maggior parte dei casi hanno risposto direttamente e competentemente ai quesiti posti.

Il parere complessivo, invece, è che le condizioni attuali non siano ancora adeguate in quanto a trasparenza ed efficacia, nonostante i positivi passi avanti, a causa dei problemi evidenziati (reperibilità della scheda confronto e confusione componenti PED e PE). Unito alla carenza di informazione lato domanda, ciò si traduce nella concreta difficoltà di stimolare la competizione fra gli operatori. A ciò si aggiunge la limitata disponibilità di offerte biorarie o multiorarie, segno che ancora siamo lontani dalla promozione di politiche di demand side management nel residenziale, che potrebbe rappresentare un'interessante opportunità, soprattutto se collegato a iniziative post-contatore.

Si evidenzia dunque l'opportunità di migliorare la visibilità della "scheda confronto" sul sito web del fornitore e di fare più chiarezza sui riferimenti presi come base dell'offerta, affinché risultino più comprensibili al cliente (l'indagine è stata svolta nell'ottica di un cittadino, ma il concetto rimane valido per tutti i piccoli utenti). Si ritiene tra l'altro che ciò favorirebbe l'accesso al mercato libero: non fa piacere a nessuno, infatti, dover telefonare per poter accedere alla scheda confronto; si tratta di un'inutile barriera.

Si confida inoltre che in un futuro non troppo lontano si comincino a vedere offerte "multiorarie", in grado di sfruttare le potenzialità dei nuovi contatori, e qualche opzione post-contatore per incrementare il livello di efficienza degli usi elettrici del cliente. La seconda opzione avrebbe anche il vantaggio di ampliare i margini dei fornitori, sebbene al costo di uno sforzo iniziale di acquisizione di nuove competenze o nuovi partner.

Il mercato libero potrebbe rappresentare una svolta importante, in termini di competitività, ma soprattutto di comprensione del sistema elettrico da parte degli utenti, con i conseguenti possibili benefici in termini di demand side management. Occorre però investire ancora in trasparenza e chiarezza, in quanto negli ultimi anni si è comunque assistito ad una progressiva complicazione delle regole del gioco. Il rischio, altrimenti, è che dietro alla mancata comprensione del mercato spariscono i potenziali di concorrenza che soli giustificano lo sforzo fatto. E questo non è un problema che riguarda solo i piccoli utenti.

Tabelle 5 Tariffa monoraria

Consumo annuale in kWh	Autorità - stima spesa annua escluse le imposte in base alle condizioni economiche dell'Autorità (€)	Media percentuale variazione	Percentuale quota DISP_{BT} su tariffa AEEG
1.200	172,52	6,6%	0,3%
2.700	398,51	6,5%	1,9%
3.500	583,76	5,8%	1,3%
4.500	819,64	5,4%	5,9%
7.500	1.729,78	4,4%	3,9%

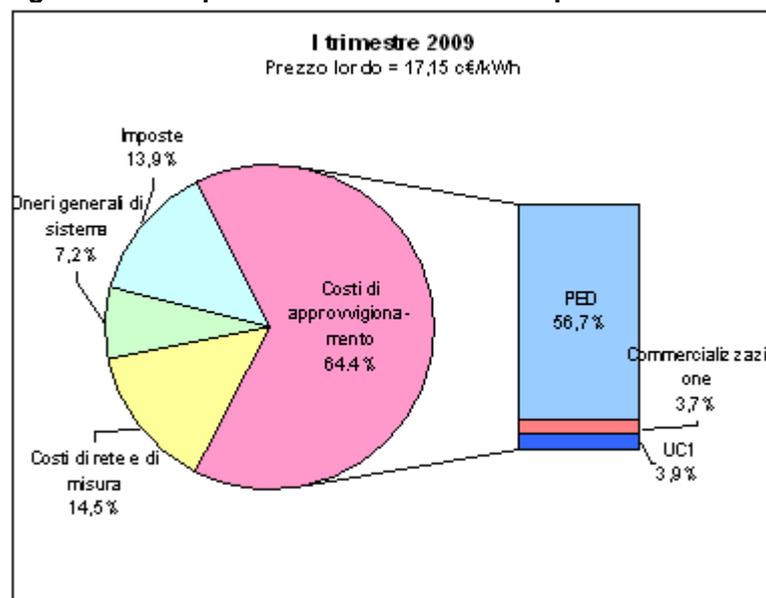
Fascia di consumo annuale in kWh	Stima della spesa annua escluse le imposte in base alle condizioni economiche dell'AEEG (€)	Intervallo del valore dello sconto in %
1.200	172,52	2,9%-13,5%
2.700	398,51	2,8% -13,2%
3.500	583,76	2,5% -11,7%
4.500	819,64	2,3% -10,7%
7.500	1.729,78	1,8% - 8,4%

Tabelle 6 Tariffa bioraria

Consumo annuale in kWh	Autorità - stima spesa annua escluse le imposte in base alle condizioni economiche dell'Autorità (€)	Media percentuale variazione	Percentuale quota DISP _{BT} su tariffa AEEG
1.200	172,52	8,4%	0,3%
2.700	398,51	8,1%	1,9%
3.500	583,76	7,2%	1,3%
4.500	819,64	6,6%	5,9%
7.500	1.729,78	5,2%	3,9%

Fascia di consumo annuale in kWh	Stima della spesa annua escluse le imposte in base alle condizioni economiche dell'AEEG (€)	Intervallo del valore dello sconto in %
1.200	172,52	3,2%-13,5%
2.700	398,51	3,1%-13,1%
3.500	583,76	2,8%-11,6%
4.500	819,64	2,5%-10,7%
7.500	1.729,78	2,0%-8,4%

Figura 35 Peso percentuale delle varie componenti della tariffa elettrica per un cliente domestico



8.6. Il meccanismo dei certificati bianchi

Il meccanismo dei certificati bianchi creato dai Decreti Ministeriali 20 luglio 2004, il cui fine è quello di promuovere interventi di miglioramento dell'efficienza energetica presso gli utenti finali, è entrato quest'anno nella seconda fase, dopo le modifiche introdotte dal D.M. 21 dicembre 2007 e dal D.Lgs. 30 maggio 2008 n. 115.

Il sistema si fonda sull'obbligo, imposto alle aziende distributrici di elettricità e gas naturale con più di 50.000 clienti, di rispettare obiettivi di riduzione dei consumi energetici crescenti negli anni. Tali "risparmi" possono essere ottenuti attraverso interventi realizzati presso gli utenti finali e sono valutati in fonti primarie utilizzando come unità di misura la "tonnellata equivalente di petrolio" (tep), che, tanto per dare un'idea, corrisponde a circa 1.200 m³ di gas naturale o a 5.500 kWh elettrici. Gli obiettivi cumulati per i distributori, fissati in 200.000 tep all'avvio nel 2005, salgono dai 2,2 milioni di tep del 2008 e ai 6 milioni di tep del 2012.

La certificazione dei risparmi energetici conseguiti viene attestata attraverso l'emissione di appositi certificati: i titoli di efficienza energetica (detti anche certificati bianchi). Pressoché ogni progetto che comporti un miglioramento dell'efficienza nei consumi finali di energia può essere ammesso al meccanismo, dagli impianti di illuminazione alle caldaie, dai pannelli solari termici alla cogenerazione, dai motori elettrici agli interventi sui processi industriali. E per ciascuno di essi è prevista l'emissione di un certo numero di titoli, in funzione delle unità installate o sostituite, o di alcune grandezze misurate (e.g. l'energia termica prodotta da un impianto di teleriscaldamento), normalmente per un periodo di cinque anni dall'avvio del progetto. I titoli, ciascuno dei quali corrisponde a un tep, sono di quattro tipi:

- tipo I: risparmio di energia elettrica;
- tipo II: risparmio di gas naturale;
- tipo III: risparmio di altri combustibili non destinati all'impiego per autotrazione;
- tipo IV: risparmio di altri combustibili destinati all'impiego per autotrazione.

I certificati bianchi possono essere rilasciati ai distributori, alle aziende ad essi collegate o da essi controllate, alle società di servizi energetici (ad esempio le ESCO) appositamente accreditate presso l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) ed alle aziende e enti che abbiano nominato un energy manager ai sensi dell'articolo 19 della Legge 10/91. I titoli emessi possono essere scambiati bilateralmente o nel mercato organizzato dal Gestore del Mercato Elettrico (GME) e vanno annualmente presentati dai distributori soggetti all'obbligo all'Autorità (cosiddetto annullamento) per attestare il rispetto degli obiettivi e non incorrere in sanzioni. Il meccanismo prevede inoltre l'attivazione di una componente sulle tariffe di distribuzione di energia elettrica e gas naturale per far recuperare ai distributori i costi non coperti in altro modo. Tale rimborso vale attualmente 88,92 Euro per tep (è stato pari a 100 € per tep negli anni passati) ed è assegnato ai distributori all'atto dell'annullamento dei titoli.

8.6.1. Domanda, offerta e benefici

Il meccanismo funziona dunque in base ad una domanda, costituita dall'obiettivo imposto ai distributori (e.g. 2,2 milioni di tep nel 2008), e da un'offerta, rappresentata dai certificati in possesso dei soggetti che abbiano realizzato interventi. Ciò significa che possono presentarsi periodi di eccesso di offerta, come quest'anno, in cui il prezzo tende a mantenersi relativamente basso, e periodi in cui il prezzo può salire in ragione di una carenza di titoli. I certificati sono comunque bancabili fino al 2012 e possono dunque essere tenuti "parcheggiati" per essere venduti al momento ritenuto più favorevole dal titolare. È inoltre previsto l'acquisto dei titoli da parte dell'AEEG se nel 2013 non verranno stabiliti ulteriori obiettivi.

Per alcuni interventi comuni il risparmio computato ai fini del rilascio dei certificati viene stabilito sulla base di apposite schede definite dall'AEEG, nel qual caso risulta facile da valutare sulla base delle unità installate o dei kWh prodotti (e.g. solare termico, sostituzione infissi, cogenerazione e teleriscaldamento, etc). In altri casi occorre preventivamente farsi approvare una procedura di misura e valutazione dei risparmi, il (cosiddetto metodo a consuntivo). Al momento i titoli vengono scambiati ad un valore di circa 80 Euro per tep. Il flusso di cassa derivante dalla vendita dei titoli si va a sommare al risparmio ottenuto grazie all'intervento di miglioramento dell'efficienza, che vale per gli utenti del settore civile e per i piccoli industriali fra i 700 e i 1.100 Euro per ogni tep non più consumato, a seconda del combustibile impiegato. Ciò si traduce in un contributo attualizzato che, a seconda dell'intervento considerato, può variare da qualche percento al 10-20% del costo di investimento. La variazione dipende dal fatto che il risparmio riconosciuto ai fini dell'emissione dei titoli è solamente quello addizionale, ossia non si considerano i risparmi che si sarebbero comunque ottenuti utilizzando la tecnologia media di mercato. Per alcuni interventi ciò rende il contributo dei titoli trascurabile (e.g. caldaie a condensazione a gas unifamiliari).

Da notare che i certificati bianchi sono sommabili alle detrazioni fiscali al 55% previste dalle ultime due leggi finanziarie e alla maggior parte degli incentivi regionali.

I titoli possono dunque contribuire a migliorare la redditività di un investimento in genere di per sé interessante. L'impossibilità di conoscere a priori il prezzo e il periodo di vendita degli stessi consiglia comunque alcune cautele, specie nel caso in cui il flusso di cassa da essi atteso sia determinante per la riuscita dell'investimento stesso.

8.6.2. A chi è rivolto

Il meccanismo può tornare utile a vari soggetti:

- le aziende e gli enti dotati di energy manager ai sensi dell'articolo 19 della Legge 10/91, che possono aumentare la redditività degli investimenti in efficienza energetica;
- gli altri utenti, che possono accordarsi con società di servizi energetici e distributori per avere degli sconti o dei benefici aggiuntivi all'atto della realizzazione di interventi;

- le ESCO, che ottengono un beneficio dalla vendita dei titoli ottenuti su attività proprie del loro core-business;
- le aziende fornitrici di prodotti e servizi collegati all'efficienza energetica, che possono accreditarsi presso l'Autorità ed ottenere certificati bianchi passando da una logica di offerta di prodotto ad una di offerta di servizio;
- le Regioni, che dovrebbero a breve fruire di finanziamenti per realizzare diagnosi energetiche presso edifici pubblici e che possono utilizzarlo in sinergia con le proprie risorse nell'ambito della pianificazione e della promozione dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili;
- gli Enti Locali, che possono sfruttare i decreti per realizzare accordi con distributori e società di servizi energetici per promuovere interventi presso le proprie strutture o nei confronti della cittadinanza.

Nel campo delle bioenergie il certificati bianchi possono risultare interessanti per vari interventi. Tanto per fare degli esempi: caldaie alimentate a pellet o cippato di legna, cogenerazione da biogas prodotto da fermentazione anaerobica, teleriscaldamento alimentato a cippato di legna, etc. L'energia prodotta da biomasse è infatti tutta conteggiata con potere calorifico nullo e ciò consente di tenerla integralmente in conto. Nel caso di generazione di energia elettrica, dal momento che in genere si beneficia dei certificati verdi, i titoli di efficienza possono essere comunque riconosciuti sul recupero termico, ossia l'impianto deve risultare cogenerativo.

La condizione fondamentale è che il soggetto che effettua l'intervento sia accreditato presso l'Autorità in quanto dotato di energy manager o riconosciuto società di servizi energetici (casi in cui potrà direttamente richiedere i titoli), o stipuli un accordo con una ESCO o un distributore di energia elettrica o gas (beneficiando di un corrispettivo dalla vendita dei certificati che saranno richiesti e gestiti da tali soggetti terzi).

8.6.3. Considerazioni e possibili miglioramenti

Il meccanismo ha evidenziato alcune criticità, solo in parte risolte dagli ultimi provvedimenti, che se saranno superate potranno fare di questo dispositivo una delle principali leve per raggiungere gli obiettivi del 20-20-20 varati nel 2007 dal Consiglio Europeo e sui quali si sta tuttora discutendo. Il D.Lgs. 115/2008 apre la strada a modifiche anche sostanziali, pertanto è opportuno un confronto fra i soggetti coinvolti per individuare le possibili migliorie.

Fra gli aspetti da seguire con attenzione si ricordano i seguenti.

- Le schede di valutazione dei risparmi per cogenerazione e teleriscaldamento nel settore civile sono bloccate da una sentenza del TAR da luglio 2006 (il Consiglio di Stato ha emesso la sentenza definitiva a dicembre 2008; si attende che l'AEEG modifichi le schede di conseguenza). Al di là delle motivazioni, è difficile che un meccanismo sottoposto a queste problematiche possa realmente attrarre e stimolare degli investimenti.

- Il D.Lgs. 115/2008 ha assimilato i titoli di tipo III a quelli di tipo II, rendendoli finalmente vendibili sul mercato. Ciò rende applicabile il meccanismo ai risparmi di gasolio e GPL, aspetto interessante per alcune zone agricole e montane. Rimangono esclusi i certificati legati ai risparmi sul trasporto (titoli di tipo IV).
- Le informazioni relative alla disponibilità di titoli sul mercato ed ai prezzi di scambio sono migliorate quest'anno, ma ancora non sono sufficienti a consentire ad un investitore di gestire adeguatamente il rischio, sia per la scarsa frequenza degli aggiornamenti, sia per carenza di dati; ciò rappresenta un limite importante per un dispositivo che si definisce di mercato.
- La determinazione delle nuove regole del rimborso in tariffa per i distributori, indicizzato ai principali vettori energetici, ma non agli esiti dei mercati negli anni precedenti, rappresenta un limite importante alla crescita dei prezzi dei certificati bianchi, tenuto conto della scarsa propensione dei distributori a realizzare direttamente progetti (peraltro resa difficile dall'evoluzione della normativa); non avendo più a disposizione interventi remunerativi come le lampade si tratta di un aspetto molto delicato, visto che per raggiungere gli obiettivi crescenti occorrerà presentare nuovi interventi coinvolgendo anche quelli che al momento non partecipano al meccanismo, e ciò richiederà o una semplificazione delle domande di incentivazione o un aumento dei prezzi dei titoli, eventualmente collegati alla riduzione delle soglie minime.
- La riuscita del meccanismo si può valutare in funzione degli interventi effettivamente promossi, e secondariamente del contributo allo sviluppo delle ESCO e del mercato dell'efficienza. Al momento è molto difficile esprimersi al riguardo; il successo è evidente per le lampade fluorescenti compatte, ma l'impressione è che la maggior parte degli altri interventi si siano fatti a prescindere dai certificati, richiesti solo per aumentare i profitti. Un tema su cui è bene meditare.

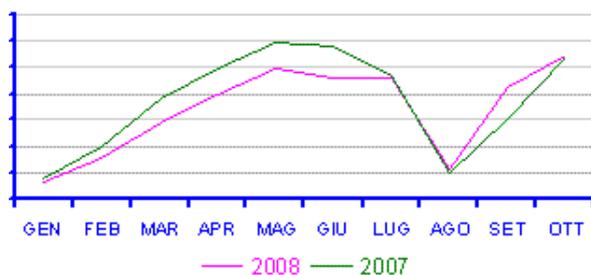
8.7. Le detrazioni fiscali

L'attività di riqualificazione edilizia è stimabile dalle domande pervenute al Ministero delle Finanze per il meccanismo di detrazione fiscale del 36% ed il meccanismo di detrazione fiscale del 55%.

Il primo meccanismo opera da dieci anni su basi puramente di documentazione della spesa, il numero di domande è cresciuto con continuità arrivando in tutta Italia a 400.000 per il 2007, anno record, incremento dovuto in parte a maggior sviluppo delle attività di manutenzione, in parte a minor lavoro in nero. Negli anni scorsi infatti il CRESME (Centro Ricerche Economiche Sociali di Mercato per l'Edilizia e il Territorio) valutava che solo un quinto degli interventi erano condotti con defiscalizzazione. Con riferimento ai 1.500.000 appartamenti del Piemonte si può ipotizzare un 4% di edifici interessati ogni anno.

Nel 2008 si è osservato un rallentamento delle istanze nel primo semestre, seguito da una ripresa nel secondo. Le domande presentate risultano in linea con quelle dell'anno precedente. Nelle Figure 36 di seguito si riassumono gli indicatori principali.

	GEN	GEN-FEB	GEN-MAR	GEN-APR	GEN-MAG	GEN-GIU	GEN-LUG	GEN-AGO	GEN-SET	GEN-OTT
2007	19.031	44.196	78.214	117.892	162.443	206.641	244.746	264.704	294.728	336.388
2008	16.152	41.260	70.865	105.615	145.260	183.242	221.074	241.753	278.014	320.206



Provincia	SETTEMBRE 2008	Provincia	OTTOBRE 2008
Milano	= 3.191	Milano	= 3.819
Torino	▲ 1.789	Bologna	▲ 2.078
Bologna	▼ 1.683	Torino	▼ 2.053
Roma	▲ 1.562	Roma	= 1.836
Bergamo	▲ 1.159	Vicenza	▲ 1.335
Vicenza	= 1.042	Brescia	▲ 1.243
Venezia	▲ 950	Venezia	= 1.201
Brescia	▲ 948	Bergamo	▼ 1.107
Treviso	▲ 923	Trento	▲ 1.086
Trento	▼ 912	Udine	▲ 1.075

Figure 36 Andamento delle domande di detrazione fiscale del 55% e suddivisione regionale

Fra i provvedimenti fiscali rivolti alla promozione dell'efficienza energetica, meritano un posto di primo piano le detrazioni introdotte dalla Legge Finanziaria 2007, rafforzate e rese più fruibili dall'analogo provvedimento dell'anno successivo. Il meccanismo delle detrazioni prevede che i principali interventi di riqualificazione energetica nel settore civile (infissi, pannelli solari termici, coibentazione, impianti di riscaldamento, etc) realizzati da persone fisiche, enti ed imprese, possano usufruire del 55% di detrazione Irpef, ripartito su un massimo di cinque anni. Per alcune tipologie di intervento, come i motori ad alta efficienza e con regolazione in frequenza per il settore industriale e i sistemi di illuminazione efficienti per interni nel settore del commercio, sono in vigore delle detrazioni rispettivamente al 20% ed al 36% delle spese sostenute (detrazioni queste che possono essere eventualmente cumulate con i certificati bianchi). La Finanziaria 2007 infatti, per i motori elettrici, aveva previsto, ai commi 358 e 359, delle disposizioni sulle detrazioni per le spese sostenute per l'acquisto e l'installazione di motori ad elevata efficienza e variatori di velocità (inverter). La Finanziaria 2008 ha prorogato le detrazioni con il relativo decreto attuativo del 9 aprile 2008 che prevede una detrazione dall'imposta lorda pari al 20% per l'acquisto e l'installazione di motori elettrici asincroni trifasi in bassa tensione ad elevata efficienza con potenza compresa tra 5 e 90 kW (sia nel caso di nuova installazione che per la sostituzione di vecchi apparecchi) e di variatori di velocità (o inverter) con potenze da 7,5 a 90 kW.

Dopo una partenza in sordina, dovuta alla scarsa conoscenza dell'opportunità, il dispositivo è stato caratterizzato da una crescita costante a partire dalla primavera del 2007. Il consuntivo presentato dall'ENEA riporta circa 106.000 domande accettate, per un risparmio complessivo di 880 GWh di energia primaria (circa 0,08 Mtep) e di 193.000 t/anno CO₂, a fronte di una spesa complessiva di 1.500 M€, di cui 73 M€ di spese professionali. Volendo fare un po' di conti, questo significa che risparmiare un tep è costato in media 18.750 €, a fronte di un risparmio annuo in bolletta di circa 800 €. Il bilancio è dunque favorevole soprattutto nel breve periodo, e il meccanismo si qualifica come una buona misura anticrisi - pur necessitando di un monitoraggio più efficace - che risponde

all'esigenza degli utenti e dello Stato di risparmiare energia e denaro e rafforza le aziende operanti in un settore sempre più strategico (al di là del prezzo del petrolio).

Purtroppo non sono ancora disponibili dati disaggregati per il 2008. L'ENEA ha solo comunicato i dati complessivi delle domande, che evidenziano un forte crescita (si parla di quasi tre volte tanto). Il contatore presente nel sito dedicato riporta infatti oltre 190.000 domande per oltre 1,5 TWh risparmiati, rispetto alle circa 72.000 domande e ai 0,6 TWh del 2007.

Negli ultimi anni, l'aumento della domanda di tecnologie e servizi, insieme alla scelta politica di definire un programma di detrazioni fiscali al 55%, ha portato l'attenzione dei cittadini sul tema energetico; il tutto, ha avuto come conseguenze l'incremento del numero dei professionisti e degli studi in grado di assistere i clienti nelle scelte legate all'efficienza energetica ed alle fonti rinnovabili, l'aumento delle iniziative informative e formative dedicate all'efficienza energetica ed alla certificazione, eventi fieristici sul tema, anche a connotazione locale. Sicuramente la crisi potrebbe vanificare parte dei progressi finora registrati, non tanto per la riduzione dei prezzi del petrolio, quanto per la minor disponibilità economica degli utenti finali ad investire, con la conseguente tendenza alla ricerca del risparmio immediato all'atto dell'acquisto. Ed il contraccolpo negativo ricevuto alla fine dell'anno dal sistema delle detrazioni fiscali a causa delle disposizioni introdotte dal Decreto Legge 185/2008, poi fortunatamente modificate dalla Legge di conversione, ha dimostrato quanto sia importante avere un quadro di regole certo, per evitare di rovinare quanto di buono è stato fatto e si sta ottenendo. La diffusione di una tale "sensibilità" è stata favorita, oltre che dalla crisi, anche dalla volontà di tutelarsi da spese fuori controllo ed in perenne e costante crescita: nel caso del riscaldamento, per esempio, il riscaldamento centralizzato con contabilizzazione del calore ha iniziato ad essere presentato dagli immobilariisti come l'unica via di salvezza per il risparmio e la gestione consapevole del sistema rispetto a quello senza contabilizzazione e a quello autonomo. Con il passaggio alla gestione indipendente mediante la contabilizzazione, infatti, molti ex-condomini sacrificano le condizioni di benessere precedenti, spesso superiori ai livelli di legge per accontentare anche chi occupa le aree più fredde dell'edificio, a favore del risparmio economico garantito da un approccio più responsabile nell'uso del riscaldamento.

Questo aumento di sensibilità ha avuto degli effetti non solo sul lato della domanda, ma anche su quello dell'offerta: ne sono un esempio i soggetti che fino a qualche anno fa si proponevano come fornitori di gasolio, gpl, gas naturale o altro combustibile, e che oggi si trovano a dover far fronte ad una clientela che, a prescindere dalla fonte primaria utilizzata, chiede loro due cose: calore e massimo risparmio. Ciò non è banale in quanto se un tempo si acquistava gasolio/gas naturale/gpl senza curarsi di come questo sarebbe stato trasformato in calore (valutando la convenienza dell'impianto in base al prezzo che si riusciva a "spuntare" sull'acquisto del combustibile), oggi quella medesima utenza chiede direttamente di avere e pagare il calore affidando al fornitore l'onere di occuparsi dell'impianto termico. Ci si è resi conto, dunque, che acquistare il combustibile

ad un ottimo prezzo non significa automaticamente aver conseguito un risparmio economico, poiché il sistema di produzione/distribuzione rappresenta un peso proprio con il suo rendimento.

Ovviamente ogni regolamento, prescrizione o anche solo indicazione relativamente ad un certo settore da parte di un ente pubblico comporta poi che da parte dello stesso vengano poste in essere tutte le attività necessarie per la verifica del recepimento delle prescrizioni stesse.

Da non trascurare poi il fatto che dovrà essere fornita anche la formazione del tecnico designato, che dovrà essere necessariamente continua, a causa dell'ininterrotta e celere evoluzione dello scenario normativo in ambito energetico.

8.7.1. I soggetti coinvolti

Come già si è accennato, si sta assistendo ad un percorso probabilmente contrario rispetto a quanto inizialmente si era pensato: la popolazione, conscia dell'importanza dei valori in gioco, e attratta da tematiche che colpiscono il bene principale che è la casa, si sta muovendo rapidamente alla ricerca delle soluzioni più all'avanguardia. Le fiere di settore vedono sempre più "utenti" dell'evento per la grande maggioranza costituiti da persone comuni che valutano seriamente la possibilità di installare sistemi per il risparmio presso le proprie abitazioni. La diffusione di campagne di sensibilizzazione in grado di essere recepite dal cittadino in maniera più diretta rispetto ai regolamenti comunali, contribuisce senza dubbio al contenimento dei consumi, andando a toccare la sensibilità della gente prima ancora che venga imposta come obbligo dall'alto.

È opportuno rilevare come il rispetto di parametri prettamente energetici si sia portato dietro alcuni adempimenti di tipo burocratico che appesantiscono il processo di diffusione delle buone pratiche energetiche. Le complicazioni burocratiche hanno di fatto smorzato l'entusiasmo verso sistemi innovativi e fonti rinnovabili; in questo senso il D. Lgs. 115/08 semplifica l'iter per gli impianti solari termici e fotovoltaici aderenti o integrati e per i piccoli generatori eolici e attua alcune auspiccate semplificazioni per gli impianti integrati o "armonizzati" con l'edificio, rendendone così l'installazione più veloce ed economica, e quindi più appetibile per l'utente medio.

L'impatto delle politiche di informazione e, soprattutto, delle detrazioni fiscali al 55% è stato rilevante, al di là dei prezzi record raggiunti dal petrolio a metà 2008; le detrazioni hanno infatti promosso un interessante fermento soprattutto fra i progettisti e gli installatori, che ha portato ad un'azione di sensibilizzazione e promozione degli interventi di miglioramento dell'efficienza fra i cittadini. Per garantire il gradimento della certificazione è opportuno agire su tre strade parallele: l'attivazione di corsi per i professionisti, la stipula di accordi con le associazioni di categoria dei professionisti e dei consumatori e l'informazione ai cittadini per diffondere la cultura dell'investimento energetico. Allo stesso tempo, occorre aiutare la crescita di operatori in grado di realizzare interventi ed offrire servizi energetici in grado di tradurre in realtà tali piani di azione; i professionisti del settore hanno il delicato compito di sensibilizzare la popolazione che ad essi si rivolge avendo ben chiara la normativa vigente, conoscendo le innovazioni tecnologiche presenti

sul mercato, garantendo al cliente la congruenza dei costi in tutto ciò che viene proposto. Per tale motivo è importante seguire e curare questo comparto. Un livello di professionalità elevato, soprattutto in questo momento di crisi, che rende essenziale che i cittadini possano spendere le poche risorse disponibili con tranquillità, senza rischiare di rimanere delusi dai risultati a causa di lavori fatti male o non corrispondenti alle aspettative. In questo aspetto, l'apporto delle istituzioni risulta scarso, mentre l'interesse nei confronti delle tematiche energetiche da parte dei professionisti è comunque molto elevato sia perché in questo ambito vengono valutate opportunità di espansione della propria attività professionale, sia perché sono i soggetti che maggiormente hanno interiorizzato queste tematiche andando a cercare le vere ragioni che stanno alla base della proposta di una edilizia e di una impiantistica energeticamente sostenibili.

8.7.2. Le detrazioni e la certificazione energetica

La riduzione dei consumi di energia e di emissioni sono gli obiettivi alla base della direttiva sulla certificazione energetica degli edifici. La certificazione energetica degli edifici introdotta dalla Direttiva 2002/91/CE deve essere intesa soprattutto come uno strumento di trasformazione del mercato immobiliare: attraverso un sistema simile a quello adottato con successo per gli elettrodomestici, questa mira a sensibilizzare gli utenti sugli aspetti energetici all'atto della scelta dell'immobile. Il processo dovrebbe inoltre portare ad una migliore conoscenza dei consumi energetici nei settori residenziale e terziario, che continuano a trainare la domanda di energia nel nostro Paese, consentendo al legislatore di intervenire con maggiore efficacia.

La Direttiva 2002/91/CE non indica un procedimento unico per la certificazione, lasciando libertà di scelta ai paesi membri. Ciò, se da un lato permette di tenere conto delle peculiarità delle diverse aree nella predisposizione delle linee guida, dall'altro rende difficile trovare quell'uniformità che consentirebbe un confronto a livello comunitario (e forse anche nazionale) delle prestazioni degli edifici. A tale proposito, è ormai opinione comune il considerare una certificazione semplificata che suddivida in classi di efficienza energetica gli immobili (simile a quella utilizzata per gli elettrodomestici) e che utilizzi un descrittore espresso in kWh/m² anno come rapporto tra il fabbisogno annuo di energia e la superficie utile dell'unità immobiliare (per superficie utile si intende quella netta calpestabile di un edificio come riportata nelle definizioni dell'allegato A del D. Lgs. 311/06). Uno dei punti di debolezza dei decreti legislativi citati è rappresentato dalla previsione di vari decreti attuativi, cui si aggiunge la libera iniziativa delle Regioni.

L'uscita delle Linee Guida nazionali è comunque attesa a breve, e consentirà di rendere operativo il dispositivo anche in assenza di provvedimenti regionali.

La certificazione energetica, è rivolta essenzialmente all'utente/consumatore e deve consentirgli di paragonare con immediatezza ed univocità differenti edifici; pertanto deve far riferimento ad un criterio di "classificazione" chiaro ed immediato, per il quale, se un edificio è in una certa "classe", il suo consumo è compreso in un *range* definito e certo. Ma cosa succede se il progettista ha stimato

un consumo che pone l'edificio da lui progettato in classe "A" e il certificatore, facendo i calcoli con un programma diverso e presumibilmente più semplificato, sentenzia che invece è in classe "B"? Chi ha ragione? Il progettista risponde del minor valore dell'immobile che non ha il bollino di "eccellenza"? Di qui l'importanza che nelle deliberazioni attuative delle norme regionali esista un programma di calcolo che possa venire considerato come riferimento ufficiale per le certificazioni; in tal modo il progettista che non vuole rischiare farà il calcolo col "suo" programma (che dimensiona l'impianto e produce la relazione ai sensi art. 28 Legge 10/91) ed in più verificherà, con il programma di calcolo "standard", la classificazione "ufficiale" risultante.

8.7.3. Considerazioni

Le attività di riqualificazione edilizia possono essere valutate attraverso le domande di detrazione fiscale del 36% e del 55% inoltrate al Ministero delle Finanze.

Il meccanismo del 36%, introdotto da dieci, ha avuto un crescente successo fino al 2007, è cresciuto con continuità arrivando in tutta Italia a 400.000 per il 2007, anno record. Il 2008 risulta un anno di difficile valutazione, in quanto è stato caratterizzato da due fasi ad alto impatto sull'economia: prima una crescita record dei prezzi del greggio, solo in parte mitigata dal cambio Euro/Dollaro, che ha portato l'oro nero a superare i 140 \$/barile, poi il crollo delle borse e la grave crisi economica, dalla durata difficilmente prevedibile, iniziata nella seconda metà della stagione. Il tutto condito da una stagione estiva mite e da una invernale più in linea con il passato, anche se per fortuna assistita da un brusco calo delle quotazioni petrolifere, arrivate sotto i 40 \$/barile.

La certificazione nell'edilizia in questo frangente ha avuto un peso secondario rispetto agli elementi sopra segnalati, anche se i cittadini e gli operatori hanno avviato un processo di "adeguamento" alle nuove norme. Purtroppo non giovano le incertezze introdotte sul mercato dai provvedimenti d'urgenza varati dal Governo, che, per fortuna, è poi ritornato sui suoi passi su questo secondo punto, anche se di certo queste incertezze non aiutano il mercato, più che mai avido di supporto in questa fase congiunturale difficile. Il paradosso è che in un momento in cui serve alimentare la spesa, specie quella sul miglioramento dell'efficienza energetica che produce risultati a catena, si dà il segnale contrario ai cittadini ed al mercato, alimentando paure ed insicurezze. È bene ricordare che il miglior incentivo è dato dalla stabilità e dalla certezza delle regole. Se il nostro Paese è così in difficoltà è anche a causa della cronica carenza di questi due elementi. Il ricorso ai decreti di urgenza ed ai provvedimenti non organici, al di là delle ragioni politiche, finisce per essere forzatamente inefficace e controproducente.

8.8. I contratti servizio energia

Il DPR 412/93 introdusse il "contratto di servizio energia", definendolo come l'atto contrattuale che disciplina l'erogazione dei beni e servizi necessari a mantenere le condizioni di comfort negli edifici

nel rispetto delle vigenti leggi in materia di uso razionale dell'energia, di sicurezza e di salvaguardia dell'ambiente, provvedendo nel contempo al miglioramento del processo di trasformazione e di utilizzo dell'energia. Il Decreto rimandava ad un ulteriore atto legislativo la caratterizzazione di tale fattispecie contrattuale, atto che, come tanti attesi "cuginetti", ha preferito rimanere nell'accogliente utero materno.

Nel frattempo l'Amministrazione finanziaria, con la circolare 273/1998, istituiva un decalogo che definiva le caratteristiche che assicuravano ai contratti di servizio energia il beneficio dell'IVA al 10%. L'applicazione corretta di alcuni punti del decalogo avrebbe garantito benefici anche superiori a quelli fiscali, oltretutto semplificando la vita agli amministratori scaricando al gestore la qualifica di terzo responsabile, grazie alla previsione obbligatoria della diagnosi energetica - su cui basare il valore economico della tariffa - ed alla fatturazione del servizio basata sul calore fornito e non sulla quantità di combustibile usato. A parte le applicazioni distorte tipiche della nostra cultura, l'unione di tali prescrizioni, laddove applicate, ha portato ad incentivare una conduzione efficiente degli impianti, con conseguenti vantaggi energetici, economici ed ambientali.

La Legge Finanziaria 2007, al comma 384, è intervenuta sul tema con la seguente modifica del DPR di istituzione e disciplina dell'IVA: *Il numero 122) della tabella A, parte III, allegata al decreto del Presidente della Repubblica 26 ottobre 1972, n. 633, è sostituito dal seguente: «122) prestazioni di servizi e forniture di apparecchiature e materiali relativi alla fornitura di energia termica per uso domestico attraverso reti pubbliche di teleriscaldamento o nell'ambito del contratto servizio energia, come definito nel decreto interministeriale di cui all'articolo 11, comma 1, del regolamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, e successive modificazioni; sono incluse le forniture di energia prodotta da fonti rinnovabili o da impianti di cogenerazione ad alto rendimento; alle forniture di energia da altre fonti, sotto qualsiasi forma, si applica l'aliquota ordinaria».*

Dunque anche le apparecchiature e i materiali, purché ricompresi nel servizio energia o nel teleriscaldamento, usufruiscono dell'IVA al 10%, così come le forniture di energia da fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento. Quello che invece non è del tutto chiaro è se le forniture da fonti convenzionali ricadenti nel contratto di servizio energia siano o meno agevolate. La risoluzione 94/2007 dell'Agenzia delle Entrate è intervenuta sulla questione con un'interpretazione apparentemente restrittiva, ma non risolutiva.

Il D.Lgs. 115/2008 di recepimento della direttiva 2006/32/CE, illustrato in seguito, definisce con un ritardo di 15 anni i requisiti dei contratti servizio energia introdotti dal D.P.R. 412/1993. Fra i punti salienti si segnalano:

- l'obbligo della certificazione energetica o, laddove non prevista, di una diagnosi energetica, preliminari alla stipula del contratto;
- l'indicazione degli interventi previsti e, preliminarmente, di quelli necessari per la messa a norma degli impianti energetici;

- l'individuazione di un corrispettivo riferito a parametri oggettivi indipendenti dal consumo corrente;
- la responsabilità del fornitore circa la precisione ed il funzionamento regolare delle apparecchiature di misura previste dal contratto e la presa in carico delle forniture di combustibili e vettori energetici;
- l'indicazione, da parte dell'amministrazione, di un tecnico di controparte, che coincide con il responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia nominato ai sensi dell'articolo 19 della Legge 10/1991 nel caso di ente pubblico sottoposto all'obbligo.

Viene inoltre introdotto il contratto servizio energia plus, che richiede, fra le altre cose, la definizione di specifici obiettivi minimi di risparmio (10% nel caso di primo contratto presso una struttura) e l'aggiornamento dell'attestato di certificazione energetica a valle della realizzazione degli interventi previsti. Tale tipo di contratto è inoltre equivalente ad un contratto di locazione finanziaria nel dare accesso ad incentivi e agevolazioni volti al miglioramento delle prestazioni energetiche.

Purtroppo neanche questo decreto legislativo chiarisce il problema interpretativo segnalato in precedenza, che rimane dunque aperto, nonostante varie sollecitazioni inviate al Governo per fare chiarezza. Si rimane dunque in un limbo. Molte società hanno smesso di applicare l'IVA al 10%, con un conseguente aggravio di costi per gli enti pubblici. Altre hanno continuato per la vecchia strada (per cui la mancata reazione dell'Agenzia delle Entrate potrebbe far pensare ad un'implicita approvazione di questa interpretazione, ma è ancora presto per dirlo).

Se prevalesse l'interpretazione restrittiva del comma 384 della Finanziaria, il rischio è che il servizio energia finisca per essere applicato raramente. Considerati i limiti pratici del solare termico verso gli usi di riscaldamento, fra le fonti rinnovabili rimangono le biomasse e la geotermia, soluzioni interessanti in alcuni ambiti, ma poco generalizzabili. Il teleriscaldamento non si fa certo solo grazie all'applicazione dell'IVA al 10%, mentre per la cogenerazione ad alto rendimento il mercato residenziale è al momento limitato dalla possibilità di valorizzare al meglio l'energia elettrica solo per le utenze condominiali (problema legato alle linee interne di utenza), oltreché da altri aspetti. In altre parole, in tale ipotesi il contratto di servizio energia darebbe un contributo, ma non sarebbe in grado di determinare le scelte.

Considerato il peso che gli altri incentivi avrebbero a tal fine, è poi poco probabile che la diagnosi richiesta dal contratto possa veramente incidere sulle logiche di dimensionamento dell'impianto. Ciò peraltro vale anche per le asseverazioni previste per accedere all'incentivo del 55% in finanziaria. Le cifre circolate recentemente (una media di costo pari a 600 € per diagnosi, sulle proposte finora presentate all'ENEA), infatti, non fanno pensare a audit particolarmente approfonditi.

Nell'ipotesi di interpretazione meno restrittiva della Finanziaria, invece, il contratto di servizio energia potrebbe rappresentare uno strumento utile per portare nel settore residenziale alla

realizzazione di interventi di efficienza energetica, realizzati in un'ottica di finanziamento tramite terzi e di garanzia dei risultati, collegati alla certificazione energetica degli edifici e, volendo, ai certificati bianchi. In questo caso si potrebbe contare su un maggior effetto scala e tale decreto potrebbe rappresentare il motore per una serie di interventi, in grado di rafforzare gli intenti evidenziati dal Legislatore con le varie agevolazioni introdotte a favore dell'efficienza energetica.

8.9. Il recepimento della Direttiva 2006/32/CE

Il D.Lgs. 115/2008 interviene sull'efficienza negli usi finali e sui servizi energetici con una serie di importanti novità; esso avrà una serie di ricadute importanti sul settore dell'energia, per cui vale la pena di sintetizzarne i punti principali:

- all'ENEA viene assegnato il compito di Agenzia per l'Energia, con funzioni di supporto al Ministero dello Sviluppo Economico, di monitoraggio, di rafforzamento dell'azione del Legislatore (compito arduo, visto che non sono previste risorse aggiuntive);
- vengono definite chiaramente le ESCO, come società di servizi in grado di offrire contratti a prestazioni garantite e di partecipare al rischio finanziario degli interventi;
- sono adottate misure di armonizzazione e distribuzione delle funzioni fra Stato e Regioni relativamente all'efficienza energetica;
- sono previste evoluzioni del meccanismo dei certificati bianchi, fra cui l'estensione degli obblighi alle società di vendita di energia e il rafforzamento degli strumenti per facilitare la presentazione di progetti;
- viene introdotto un fondo di garanzia a favore delle ESCO da 25 M€;
- sono previste una serie di semplificazioni amministrative ed autorizzative;
- si assegna un ruolo importante al settore pubblico, che è chiamato ad utilizzare al meglio gli strumenti tecnici, economici e finanziari per realizzare interventi di miglioramento dell'efficienza e per promuovere azioni sul territorio (e.g. effettuazione di diagnosi energetiche, ricorso a contratti di rendimento energetico, green procurement, finanziamento tramite terzi, etc);
- si promuovono la qualificazione e la certificazione delle competenze dei soggetti coinvolti nell'offerta di servizi energetici e si impone una maggiore trasparenza nelle fatture ed una funzione di orientamento al consumatore su interventi per ridurre gli sprechi e gestire al meglio l'energia;
- è prevista l'attivazione di una serie di misure di accompagnamento;
- vengono definiti il contratto servizio energia ed il contratto servizio energia plus introdotto dal DPR 412/93, e si specifica l'importanza per il settore pubblico di individuare una controparte (l'energy manager dove presente);
- sono definiti i criteri per i soggetti abilitati alla certificazione energetica degli edifici.

Di seguito si evidenziano meglio alcuni aspetti particolarmente interessanti.

8.9.1. Definizioni

Le prime novità sono di natura semantica. Sono date una serie di definizioni inerenti all'energia ed agli attori coinvolti nella filiera.

In particolare viene introdotto il concetto di società di servizi energetici generica, ESPCO (energy service provider company), al cui interno ricadono le ESCO, ossia le società che associano all'intervento di miglioramento dell'efficienza energetica il raggiungimento di precisi risultati e l'assunzione di un margine di rischio finanziario. Interessante notare che le società di servizi accreditate presso l'Autorità nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi si configurano come ESPCO, ma non necessariamente come ESCO.

Vengono inoltre definiti i "sistemi efficienti di utenza", siti al cui interno è presente un impianto di generazione elettrica, di potenza inferiore ai 10 MW_e, cogenerativo ad alto rendimento o alimentato da fonti rinnovabili, eventualmente nella titolarità di un soggetto terzo, che alimenta il solo cliente finale titolare dei siti stessi.

Sono infine introdotti i sistemi di gestione dell'energia e gli esperti in gestione dell'energia, per individuare le parti del sistema aziendale coinvolte nell'uso dell'energia e i soggetti in grado di gestire al meglio l'energia.

8.9.2. L'Agenzia

Il decreto prevede una molteplicità di azioni di accompagnamento, a cominciare dalla raccolta dei dati relativi ai risultati conseguiti a livello nazionale e locale relativamente all'efficienza energetica e dal monitoraggio dei principali provvedimenti attivi per promuovere la diffusione di interventi e lo sviluppo del mercato.

Tale ruolo è affidato ad un'Agenzia che l'ENEA dovrà costituire, e che si occuperà anche di redigere un rapporto annuale sull'efficienza energetica e di assicurare l'informazione a cittadini, imprese, amministrazioni ed operatori sugli strumenti disponibili e sul quadro finanziario e giuridico. L'Agenzia definirà inoltre delle metodologie per la conduzione di diagnosi energetiche.

È evidente che si potranno raccogliere frutti migliori se si riuscirà a costituire un'Agenzia forte ed efficace nell'azione di supporto al Legislatore e di accompagnamento ed attuazione dei programmi previsti, possibilmente coniugando nel corso degli anni le capacità e le conoscenze degli esperti dell'ENEA con risorse economiche ed umane adeguate.

8.9.3. Certificati bianchi e altri meccanismi di incentivazione

Il meccanismo dei certificati bianchi mantiene la sua centralità nella promozione di interventi di miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali. È previsto l'allargamento degli obblighi alle società di vendita di energia elettrica e gas ed eventualmente di altri soggetti, viene dato

all'Agenzia il compito di predisporre nuove schede di valutazione semplificata dei risparmi, si pongono le premesse per ulteriori modifiche.

Viene inoltre introdotta l'equiparazione fra i risparmi riferiti a combustibili diversi da elettricità e gas naturale a quelli relativi a quest'ultimo vettore, assimilando dunque i titoli di tipo III a quelli di tipo II e ponendo fine alla penalizzazione economica dei primi.

Il decreto introduce inoltre dal 2009 un fondo di rotazione dedicato alle ESCO per interventi realizzati attraverso lo strumento del finanziamento tramite terzi e esclude la possibilità di cumulo degli incentivi nazionali con quelli comunitari, regionali e locali salvo i certificati bianchi.

8.9.4. Aspetti connessi al settore pubblico

Anche per il settore pubblico sono previste una serie di novità, oltre all'introduzione di agevolazioni (e.g. esenzioni di extraspessori per coibentazioni dai computi metrici e deroghe alle distanze minime ed alle altezze) e semplificazioni delle procedure autorizzative relative ad impianti energetici destinati agli edifici.

Anzitutto viene introdotta la responsabilità amministrativa, gestionale ed esecutiva nella persona del responsabile del procedimento connesso all'attuazione degli obblighi previsti in merito al miglioramento dell'efficienza.

Sono poi previsti degli obblighi in materia di comunicazione dei risultati conseguiti annualmente, fra cui ad esempio la realizzazione di diagnosi energetiche, la certificazione energetica degli edifici pubblici o ad uso pubblico, l'acquisto di prodotti a ridotto impatto energetico ed ambientale (green procurement) ed il ricorso a strumenti finanziari per la realizzazione di interventi di riqualificazione energetica ed ai contratti di rendimento energetico (ossia all'energy performance contracting).

Per contratti di appalto aventi ad oggetto la fornitura di servizi energetici, che comprendano una diagnosi energetica, la garanzia delle prestazioni e il finanziamento tramite terzi, si applica il criterio dell'offerta più vantaggiosa, anche in assenza del progetto preliminare redatto dall'amministrazione.

8.9.5. Certificazione delle competenze e degli edifici

Il decreto interviene anche sul tema della certificazione. Sono infatti previste, al fine di rispondere alla domanda di figure e soggetti qualificati da parte del mercato:

- l'introduzione di una procedura di certificazione volontaria per le ESCO e per gli esperti in gestione dell'energia, a seguito dell'adozione di apposite norme UNI-CEI;
- la definizione di una procedura per la certificazione del sistema energia aziendale e per le diagnosi energetiche.

Relativamente ai software utilizzati per la certificazione energetica degli edifici, è previsto che il CTI elabori uno strumento di riferimento e che i programmi in commercio presentino uno scostamento massimo dei risultati del 5% rispetto ad esso.

Sono infine indicati i requisiti dei tecnici abilitati al rilascio della certificazione energetica degli edifici. A tale proposito è previsto che essi siano iscritti ad un ordine professionale ed abilitati alla progettazione di edifici ed impianti, ovvero che abbiano superato l'eventuale esame previsto dalla legislazione vigente nella Regione in cui operano.

8.9.6. Considerazioni

Il provvedimento pone le basi per recepire al meglio le indicazioni comunitarie relative al raggiungimento degli obiettivi energetici ed ambientali prefissati:

- curando la raccolta dati e l'analisi dei mercati;
- prescrivendo ai fornitori di energia adempimenti relativi alla comunicazione agli utenti non solo chiara e trasparente, ma anche orientata alla comprensione dei consumi e del relativo andamento;
- individuando meccanismi che se ben utilizzati potranno favorire la promozione dell'efficienza energetica;
- aprendo nuove prospettive per gli operatori privati e per il settore pubblico.

Purtroppo ad inizio 2009 i ritardi non mancano: dall'operatività dell'Agenzia, ai decreti attuativi.

8.10. Qualità della fornitura elettrica

L'evoluzione delle tecnologie e la diffusione di componenti elettronici ha portato negli ultimi decenni ad un aumento dell'attenzione al problema della qualità della tensione, o power quality. L'uso allargato di tali componenti, infatti, da un lato contribuisce all'introduzione di anomalie nella tensione, che si ripercuotono sull'utente e sulla rete che lo alimenta, dall'altro ha reso sensibili anche a disturbi transitori, come i buchi di tensione, molti dispositivi su cui si basano i processi industriali e l'offerta di beni e servizi.

Una scarsa qualità della tensione si traduce per gli utenti in danni evidenti (interruzioni della produzione, guasti, rotture) e mascherati (riduzione della vita utile degli apparecchi, perdite nei cavi, riduzione delle prestazioni). I secondi sono anche peggiori dei primi, perché più diffusi, ma spesso sconosciuti o sottovalutati.

L'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas ha iniziato nel 1999 a muovere i primi passi di un cammino che ha portato ad una riduzione delle interruzioni di lunga durata sulle reti di distribuzione, all'introduzione progressiva di indennizzi automatici ed alla possibilità di stipulare contratti legati alla qualità della tensione. Quest'ultimo punto avrebbe rappresentato un'interessante alternativa alla pratica comune in base alla quale il cliente si deve tutelare a sue

spese dai malfunzionamenti della rete, vista anche l'inefficacia della giustizia ordinaria. Purtroppo non si è finora tradotto in realtà.

8.10.1. La regolazione

Il compito dell'Autorità non è semplice. Da una parte il tema trattato non presenta un unico responsabile, visto che i disturbi hanno spesso origine presso utenti della rete e non sono legati solo alla rete stessa, dall'altra la filiera vede insieme dei monopolisti naturali, i distributori, con dei soggetti che operano in un contesto liberalizzato, i produttori, i fornitori e gli utenti.

A ciò si aggiunge che alcune problematiche legate alla power quality sono monitorate e conosciute bene (e.g. le interruzioni senza preavviso lunghe), mentre altre sono poco o per nulla oggetto di registrazione, specie per la bassa tensione (l'Autorità ha avviato nel 2005 una campagna di misura sui disturbi transitori in MT, finanziata almeno in parte con i fondi della Ricerca di Sistema assegnati al CESI; sul sito <http://queen.ricercadisistema.it> è possibile scaricare gli esiti delle misure tramite interrogazione del database dei dati; purtroppo non sono disponibili dei report per la consultazione veloce).

Nel periodo 2004-2007 l'AEEG ha introdotto una serie di obiettivi minimi di riferimento per i distributori con lo schema della regolazione incentivante, una sorta di bonus malus che premia i bravi e penalizza gli inadempienti, e un sistema di indennizzi automatici per i clienti finali (delibera 172/07), anche se solo per interruzioni senza preavviso lunghe, che rappresenta uno dei cardini innovativi ed efficaci della normazione. Esso consente infatti agli utenti di ottenere dei rimborsi standard senza dover ricorrere alla giustizia civile. Fra le altre previsioni della regolazione l'applicazione della CEI EN 50160 (poco efficace per i disturbi transitori) e della CEI EN 61000-4-30 per misuratori aggiuntivi installati dai clienti, nonché l'obbligo per i distributori di registrazione delle interruzioni e di fornitura dei relativi dati su richiesta del cliente.

La Figura 37 seguente mostra i risultati positivi conseguiti sul fronte della durata delle interruzioni in bassa tensione. Si segnala che nel corso degli anni è andato aumentando il numero dei reclami collegati alla qualità, anche commerciale, segno sia delle problematiche del libero mercato, sia della maggiore consapevolezza degli utenti.

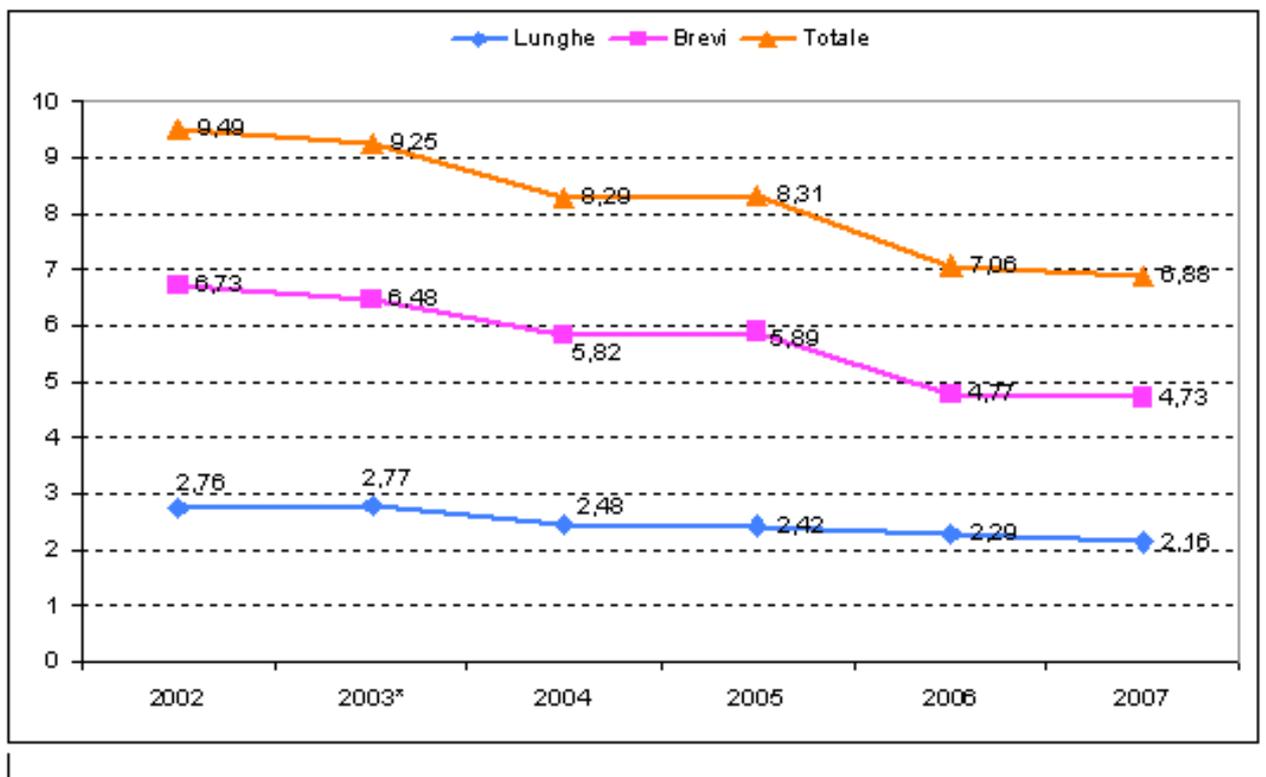


Figura 37 Numero di interruzioni in bassa tensione negli anni 2002-2007 (fonte AEEG)

La delibera 333/07, relativa al periodo di regolazione 2008-2011, ha rafforzato lo schema precedente, aggiungendo agli obiettivi per i distributori la riduzione del numero delle interruzioni, oltre alla durata delle stesse e la registrazione estesa via via agli utenti in BT. Il primo punto si è reso necessario in quanto i buoni risultati collegati alla riduzione della durata delle interruzioni non si sono accompagnati ad una tendenza analoga per la numerosità delle stesse.

L'Autorità ha anche svolto un lavoro per la determinazione dei costi della qualità sui clienti industriali, di cui la Tabella 7 riassume i risultati; la mediana rappresenta i dati depurati dalle imprese caratterizzate da valori estremi). I dati forniti risultano in linea con altri studi di letteratura.

SETTORE	CAMPIONE COMPLETO E (SOTTOCAMPIONE)	
	MEDIA	MEDIANA
Alimentare	79,1	15,3
Tessile	6,5	6,5
Carta	19,0 (22,8)	6,4 (14,0)
Raffinerie	13,3	13,3
Chimica	10,6 (15,9)	4,8 (15,9)
Plastica	78,4	71,1
Minerali non metalliferi	17,4	18,9
Metallurgia	225,4 (338,1)	67,0 (338,1)
Macchine elettriche	252,3	268,7
Auto e automotive	42,8	42,8
TUTTI I SETTORI	61,7 (74,6)	10,7 (21,3)

Tabella 7 Costi della qualità in migliaia di € per clienti industriali (fonte AEEG)

Rimane il fatto che la qualità presenta valori molto diversi in funzione del territorio considerato, tali da rendere alcune zone non adatte all'insediamento di realtà industriali e del terziario

caratterizzate da esigenze elevate circa il livello della qualità della tensione richiesto. La Figura 38, che riporta i clienti MT peggio serviti nel 2006, indicando la percentuale delle interruzioni fuori standard patite, è fin troppo autoesplicativa.

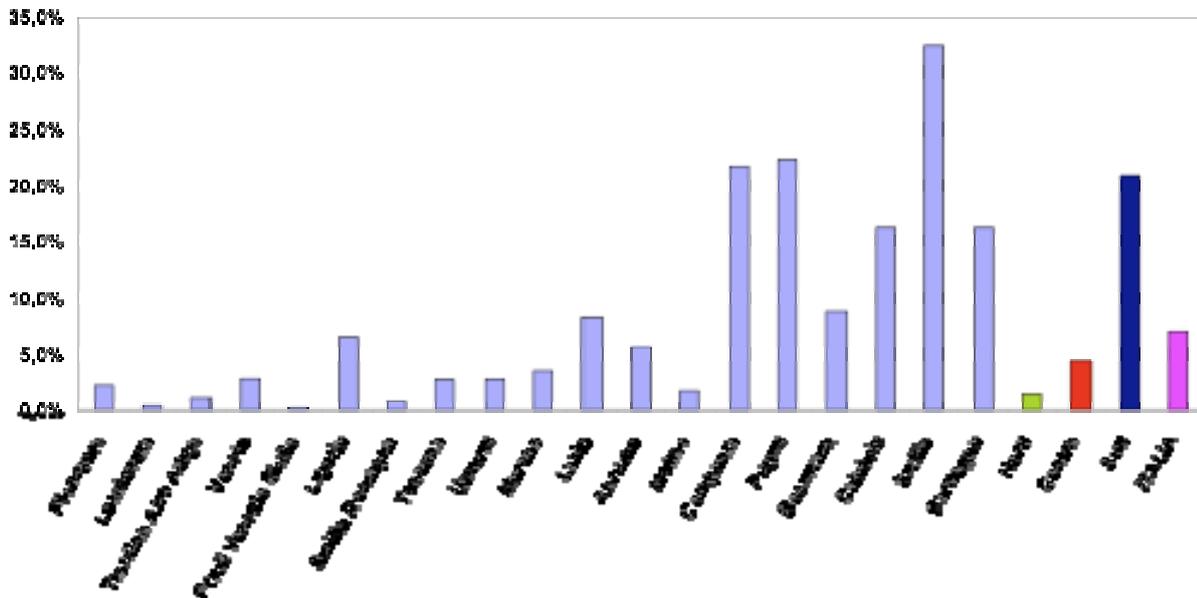


Figura 38 Percentuale delle interruzioni in MT fuori standard nel 2006 (fonte AEEG)

8.10.2. Le azioni possibili

Il miglioramento del sistema del suo complesso passa dunque attraverso azioni sinergiche, che prevedono:

la definizione di un quadro di regole adeguato all'evoluzione del mercato e della tecnologia da parte dell'Autorità;

la diffusione di sistemi di misura atti a rilevare con precisione i disturbi transitori e l'origine degli stessi, in grado di consentire all'Autorità l'attivazione di indennizzi automatici su una casistica sempre più ampia o di portare all'effettiva introduzione dei contratti basati sulla qualità della fornitura;

la realizzazione di interventi sulle reti, specie di bassa tensione, volti a renderle più affidabili e stabili e a predisporle per la diffusione di sistemi di generazione distribuita;

l'introduzione sul mercato di apparecchiature sempre meno sensibili ai disturbi e meno inquinanti con riferimento alla qualità della tensione;

la commercializzazione di UPS evoluti;

la formazione di tecnici preparati, capaci di progettare le reti interne di utenza in modo corretto e di sfruttare le tecnologie disponibili.

L'Autorità si sta muovendo nella giusta direzione, sebbene forse non con la velocità auspicabile sui disturbi transitori. I risultati ottenuti comunque testimoniano la bontà dell'approccio seguito.

Sicuramente rimane molto da fare sulla misura, sia perché rimane un'attività delegata ai distributori

esempio un'attenzione al problema ben maggiore di un supermercato, anche perché è più facile che quest'ultimo subisca danni senza rendersene conto.

Il tema è stato quindi sviluppato nell'ambito di un progetto più ampio, che ha visto la partecipazione di Telecom Italia, Agilent Technologies, Sys.Con., Chloride e Harpa Italia. In tale contesto, oltre a proseguire nelle attività di indagine e sensibilizzazione della problematica, sono stati realizzati dei prototipi di strumenti di misura atti ad essere utilizzati per la rilevazione dei disturbi transitori presso utenze anche di bassa tensione, utilizzati a Roma dall'Università di Roma Tre, grazie alla disponibilità della rete Telecom, per identificare i flussi di qualità nella capitale. Nel corso dell'analisi, tuttora in corso, è stato possibile valutare attraverso la misura sul campo il flusso dei principali disturbi transitori, di cui viene mostrata la sintesi nella Figura 40, oltre a rilevare con sincronizzazione temporale tutti i disturbi e le anomalie della tensione per le quattro cabine Telecom coinvolte nello studio.

Per il futuro sono previste altre indagini rivolte agli energy manager, mentre da poco la FIRE ha concluso un'indagine sulla qualità commerciale per i piccoli utenti, che verrà pubblicata sul sito www.fire-italia.org.

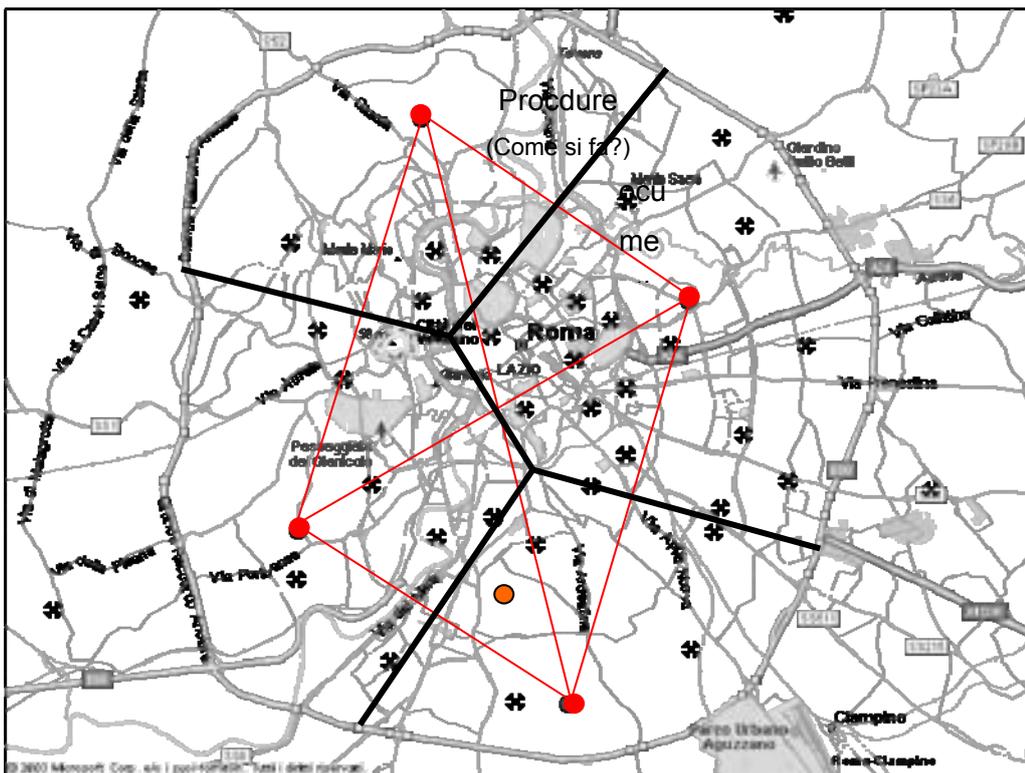


Figura 40 flusso dei principali disturbi transitori (fonte Università di Roma Tre)

8.11. Considerazioni su ruolo e figura degli energy manager

Per quel che riguarda barriere e criticità per gli energy manager, le principali problematiche riscontrabili risultano essere la carenza di professionalità e, nel contempo, la presenza sul territorio di informazioni distorte circa le questioni energetiche e le soluzioni per risolverle.

L'energy manager, o responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia è una figura introdotta in Italia con la legge 10/91, la cui nomina è obbligatoria con consumi superiori ai 10.000 tep (tonnellate equivalenti di petrolio) per il settore industriale ed ai 1.000 tep per gli altri settori

Nel caso degli energy manager e della loro attività, diversi sono i temi da affrontare e superare: per esempio, la mancanza di controlli sugli inadempienti alla nomina prevista dalla Legge 10/91, come pure l'assenza di indicazioni circa requisiti minimi relativamente alla figura dei responsabili. Quest'ultimo aspetto, ovvero il tema della formazione, sia essa professionale o primaria e secondaria, è considerato centrale da molti esponenti regionali e locali, che chiedono un supporto nella definizione di programmi e corsi sull'efficienza energetica. La richiesta di un aggiornamento continuo per chi opera nel settore, collegata al continuo mutare delle regole e dei riferimenti in un quadro definito dalla liberalizzazione e dal decentramento costituiscono un altro aspetto centrale, così come il fatto che il ruolo degli energy manager pubblici, introdotto dal D.Lgs. 192/05, debba essere accompagnato da un riconoscimento formale che si traduca in un premio economico.

Un primo aspetto che incide sulle mansioni degli energy manager è la scarsa attenzione accordata all'energia. In mancanza di una formazione e sensibilizzazione adeguata sul tema, infatti, la maggior parte dei decisori ignora le problematiche connesse alla fornitura dei vettori energetici e non si rende conto di come l'energia penetri in ogni atto della propria esistenza, se non in concomitanza di black-out, disservizi delle reti di distribuzione o per gli alti prezzi del petrolio degli ultimi anni che hanno creato delle condizioni più favorevoli. Per questa ragione diventa assai importante che l'energy manager, se vuole riuscire a far accettare le proprie proposte di intervento, riesca a far leva su aspetti diversi dall'energia, come la convenienza economica, il rispetto della normativa ambientale o l'immagine che l'azienda potrebbe ricavare da eventuali interventi. Egli deve, soprattutto, imparare a parlare un linguaggio non tecnico, che di volta in volta può essere rivolto ad un commerciale, ad un assessore o ad un manager, di provenienza in genere non ingegneristica. Il pungolo economico, che è di fatto l'aspetto più concreto per i non tecnici, non è sempre disponibile: il risparmio collegato alla riduzione dei consumi dovuto ad un intervento può non essere sufficiente a garantire un tempo di ritorno accettabile.

Una delle attività che ha subito un drastico cambiamento a partire dal Duemila è quella relativa all'acquisto dei vettori energetici: nella situazione attuale di mercato libero, infatti, occorre essere in grado di valutare le offerte proposte dai vari grossisti, di difficile confronto soprattutto nel caso del gas naturale. Il risparmio è conseguibile attraverso una corretta politica di accensione, spegnimento e/o attenuazione delle singole utenze può essere consistente, ma è di difficile previsione in assenza di un'adeguata attività di raccolta e di analisi dei dati e, d'altronde, risente (anche in quest'aspetto) negativamente dell'incertezza del quadro normativo e dei prezzi dei vettori energetici, che rende difficile una valutazione economica dei benefici correlati all'adozione di dispositivi di gestione dei carichi. Da un punto di vista pratico ciò significa che l'energy manager non solo dovrebbe acquisire la conoscenza dei meccanismi del mercato libero, ma anche tenersi

aggiornato sui cambiamenti nelle regole (e qui di nuovo si ribadisce la difficoltà di stare dietro a tutti gli aggiornamenti della materia).

L'energy manager, nel tener d'occhio le bizze della normativa, deve fare i conti anche con lo sviluppo tecnologico continuo, che può rappresentare uno dei motori del cambiamento che permette di ottenere miglioramenti continui nell'efficienza energetica dei processi e dei singoli dispositivi. La conoscenza di tali opportunità messe a disposizione dal progresso è essenziale per poter garantire le migliori soluzioni per l'azienda in cui o per cui il responsabile opera. Il rinnovo delle tecnologie non comporta solo la riduzione dei consumi per le singole utenze: spesso si situa anche nell'ambito del processo di elettrificazione in corso. Da un punto di vista globale questo non va trascurato, ricordandosi che la richiesta aggiuntiva di un kWh elettrico si accompagna al consumo di circa tre kWh termici in fonti primarie.

Il problema principalmente sentito dagli energy manager in questo inizio di secolo è comunque il clima di forte incertezza che caratterizza il mercato in generale ed il settore elettrico in particolare. Al continuo modificarsi delle regole si aggiungono il decentramento introdotto dalla modifica del Titolo V della Costituzione Italiana e l'interpretabilità di alcuni provvedimenti di natura fiscale e di sicurezza relativi all'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio degli impianti. Il risultato pratico che ne deriva è un'evoluzione dei prezzi dei vettori energetici imprevedibile, tempi di attesa per le autorizzazioni alla costruzione ed all'esercizio degli impianti passibili di allungarsi ben oltre quelli di legge e difficoltà nell'accesso al credito per gli imprenditori o le ESCO. Dal momento che la fattibilità economica di ogni intervento nel settore dell'energia si fonda sulla valutazione dei risparmi conseguiti grazie al miglioramento dell'efficienza energetica, tutto ciò si ripercuote nella difficoltà di predisporre business plan solidi e di realizzare con successo gli interventi. Per questo viene visto come necessaria la creazione di un nuovo profilo, richiesto dalla liberalizzazione del mercato dell'energia in Italia e in Europa, che solleciti la formazione di tecnici responsabili per l'uso dell'energia con ulteriori conoscenze e compiti più impegnativi all'interno della propria azienda, per poter sfruttare al meglio le opportunità di acquisto ottimizzato dell'energia sul mercato libero. Una sostanziale modifica di scenario nel campo dell'uso efficiente dell'energia, si è avuta con i decreti sull'efficienza energetica, prima del 21.4.01 e poi del 20.7.04, che istituiscono i "titoli di efficienza energetica": in base a tali decreti, come modificati con il D.M. del 21.12.07 e con il D.Lgs. 115/2008, tra i soggetti che possono richiedere i titoli, oltre a distributori, società controllate ed ESCo, sono stati aggiunti anche i responsabili per l'uso razionale dell'energia nominati ai sensi della legge 10/91. Sarà così possibile, per progetti di miglioramento dell'efficienza energetica superiori ad una soglia fissata dall'AEEG (pari a quella in vigore per i soggetti obbligati), ottenere i certificati bianchi e rivenderli nell'apposito mercato.

A tal punto risulta evidente la necessità aziendale (e non un obbligo di legge) soprattutto per le ESCo, ma anche per i distributori, di disporre di personale altamente qualificato per poter entrare nel nuovo mercato ed affrontare con successo una concorrenza forte e molto vivace, nonché la

necessità che società di servizi energetici crescano sul mercato in numero e, soprattutto, in qualità. È ovvio che il primo criterio di qualità sarà costituito dalla disponibilità nel proprio staff di professionisti esperti in gestione dell'energia di qualificazione riconosciuta, in grado di individuare i possibili interventi di miglioramento dell'efficienza, di progettarli e, attraverso una struttura tecnicamente e finanziariamente adeguata, di realizzarli e, successivamente, gestirli presso i clienti interessati esistenti sul mercato (esperti che potrebbero anche essere consulenti esterni, come è anche previsto dalla legge 10/91 per i tecnici responsabili dell'uso efficiente dell'energia).

Il D.Lgs. 115/2008 ha anche aperto la strada alla certificazione degli esperti in gestione dell'energia, un insieme che si sovrappone almeno in parte a quello degli energy manager. A livello volontario la FIRE ha creato una struttura per rilasciare una certificazione volontaria delle competenze: il Secem (www.secem.eu).

8.12. La barriera dimensionale

FIRE ha partecipato ad alcune indagini rivolte alle P.M.I. fra il 2005 e il 2008. All'interno dei questionari inviati erano presenti alcune domande dedicate a comprendere l'attenzione delle imprese alle azioni formative nel campo del risparmio energetico e della diffusione di una cultura attenta alle problematiche energetiche e ambientali.

Volendo sintetizzare le risposte si può dire che:

la maggior parte delle aziende non è interessata ad una formazione rivolta ad energy manager interni;

c'è invece convergenza verso la diffusione di una cultura di base inerente ai temi energetici e ambientali, trasferibile anche nella vita domestica;

i temi ritenuti più interessanti sono quelli generali (efficienza energetica e fonti rinnovabili), che superano quelli specialistici (legislazione e contrattualistica, organizzazione e management);

la formazione on-line non è in genere considerata di interesse, stante anche lo scarso numero di lavoratori che esplicano la propria attività di fronte ad un PC;

le aziende ritengono che la formazione debba essere finanziata con fondi pubblici.

Si tratta di risposte in linea con quelle ottenute in indagini similari, che da un lato testimoniano la difficoltà per le P.M.I. di uscire dal quotidiano e di sfruttare le opportunità disponibili in ambito energetico che hanno una ricaduta sulla competitività, dall'altra che si sta diffondendo una sensibilità ai temi energetici ed ambientali su cui è possibile far leva per attivare una serie di azioni importanti, a patto che si creino le condizioni affinché queste possano attecchire e svilupparsi.

8.12.1. Considerazioni sui risultati

Il punto cruciale dell'analisi è che le P.M.I. in genere presentano dimensioni limitate e vivono inseguendo il quotidiano, non avendo una struttura in grado di gestire aspetti multidisciplinari e

funzioni complesse. In un mercato globale sempre più competitivo ciò si traduce in una difficoltà crescente a mantenere le posizioni conquistate, con due vie d'uscita di difficile attuazione: la differenziazione o la flessibilità totale.

Sul fronte pubblico, dove le strutture sono dimensionalmente più grandi, l'ampiezza dei temi seguiti, accresciuta nel tempo in applicazione del principio di sussidiarietà, si accompagna in genere ad un organico non sufficiente e, soprattutto, poco informato sui temi dell'energia.

Una conseguenza importante è che la diffusione di una sensibilità energetica e ambientale fra gli imprenditori e i politici non è sufficiente a produrre risultati concreti, in quanto mancano le strutture tecniche in grado di tradurre in realtà i buoni propositi.

Diviene essenziale il ruolo della formazione e dell'aggiornamento, accompagnata dalla creazione di strutture di servizio che aiutino le imprese e gli enti ad affrontare al meglio gli aspetti energetici e ambientali.

Le attività possono prevedere sia la creazione di nuove realtà occupazionali (per libera professione o in forma societaria), sia l'ampliamento dell'oggetto sociale di soggetti esistenti (ad esempio i consorzi per l'acquisto di energia elettrica e gas naturale possono attivarsi per offrire servizi energetici di vario tipo), sia la nascita o lo sviluppo di enti attivi nella ricerca e nella diffusione dell'innovazione nei settori produttivi di interesse per il territorio.

8.12.2. Offerta formativa

I temi da affrontare nell'offerta formativa sono vari e comprendono in generale:

- le conoscenze energetiche di base;
- gli interventi tipici negli usi finali;
- le fonti rinnovabili per la generazione elettrica e termica;
- le opportunità di intervento collegate ai principali processi produttivi attivi sul territorio;
- la conduzione delle diagnosi energetiche e gli strumenti di contabilità energetica e building automation;
- l'analisi economico-finanziaria degli investimenti relativamente agli aspetti energetici e gli strumenti principali di finanziamento dei progetti energetici;
- il quadro legislativo e gli incentivi disponibili;
- gli aspetti contrattuali, autorizzativi e burocratici;
- la comunicazione dei risultati ed il dialogo fra figure differenti;
- la gestione di impresa vista dal punto di vista energetico ed ambientale.

Chiaramente il primo punto concerne qualunque tipo di attività di diffusione della conoscenza, mentre gli altri possono essere più o meno approfonditi a seconda delle finalità della singola azione intrapresa.

Dal punto di vista dei corsi attivabili l'offerta formativa da attivare dovrebbe comprendere:

- la diffusione di una cultura di base rivolta ai dipendenti di azienda e mirata a mostrare le opportunità di risparmio in azienda e in ambito domestico;
- la realizzazione di azioni indirizzate ai soggetti finanziatori e a chi presenta progetti, volte a favorire la “bancabilità” e l’accesso al credito di progetti di miglioramento dell’efficienza energetica negli usi finali;
- la diffusione di linee guida per gli amministratori di azienda, per individuare procedure interne efficaci, in linea con le previsioni della futura norma EN 16001 sui sistemi di gestione energia;
- la predisposizione di corsi dedicati ai politici per illustrare le opportunità di sviluppo del territorio attuabili negli Enti Locali collegate all’efficienza energetica ed alle fonti rinnovabili;
- la diffusione di una cultura energetica per i funzionari pubblici per rendere i processi autorizzativi e quelli regolatori da un lato, e la gestione dei contratti di servizi energetici e di fornitura di elettricità e combustibili dall’altro, efficienti e in linea con un Paese che voglia giocare un ruolo di primo piano nello scacchiere internazionale;
- la realizzazione di corsi di cultura di base per giornalisti generalisti, al fine di facilitare la diffusione di informazioni corrette;
- la formazione di figure capaci di operare sul territorio eseguendo audit energetici e studi di fattibilità e indicando le giuste modalità di gestione e manutenzione degli impianti;
- la formazione di installatori capaci di gestire al meglio le nuove tecnologie collegate all’efficienza energetica ed alle fonti rinnovabili.

Tale offerta sarebbe rivolta a differenti categorie di soggetti, quali neolaureati e diplomati, professionisti, funzionari pubblici e quadri privati, dirigenti e manager, imprenditori e politici. È fondamentale che queste vengano tutte coinvolte, al fine di garantire l’effetto positivo e di evitare insuccessi legati a maglie deboli nella catena che costituisce la filiera energetica.

I corsi potrebbero essere svolti coinvolgendo le università, l’ENEA, la FIRE e le principali associazioni di settore, le associazioni di categoria, oltre a soggetti operanti sul territorio in grado di trasmettere la loro esperienza.

È essenziale che i programmi formativi siano messi a punto da un team competente, in quanto la profonda differenza culturale e di competenze esistente fra le diverse categorie citate richiede di volta in volta un linguaggio ed un approccio ai temi differente e costruito su misura.

Per quanto riguarda le tempistiche occorre considerare che la formazione rivolta alla preparazione di energy manager e installatori competenti richiede tempi lunghi, da una o più settimane a durate nell’ordine degli anni, a seconda dei fruitori considerati, mentre per le altre realtà si va orientativamente dalla settimana al mese, suddivisibili in moduli da mezza giornata o da una giornata per andare incontro alle esigenze di chi lavora.

8.13. Strumenti utili: i Sistemi Gestione Energia e la norma EN 16001

L'implementazione di sistemi di gestione volontari ha sempre avuto come scopo principale quello di migliorare le organizzazioni attraverso l'ottimizzazione e la definizione di processi standardizzati, dando così valore aggiunto a qualsiasi tipologia di azienda, sia che essa produca un bene o eroghi un servizio, rendendola più competitiva sul mercato.

L'esigenza di una gestione più attenta e razionale dell'energia ha poi spinto diverse nazioni ad elaborare standard nazionali volontari, tra le quali anche gli Stati Uniti con MSE 2000:2005, introducendo così il concetto di controllo e riduzione dei costi energetici di un'impresa e dei relativi impatti sull'ambiente.

Implementare un sistema di gestione significa applicare uno strumento aziendale che si basa su standard dettati da specifiche norme, un mezzo per favorire l'impegno - da parte della direzione dell'organizzazione - al rispetto delle normative cogenti e allo sviluppo di modalità di autogestione e autocontrollo. Si tratta di introdurre all'interno dell'azienda atteggiamenti proattivi per affrontare alcuni fondamentali aspetti strategici della propria organizzazione.

Sono attive da tempo una serie di norme che fissano degli standard per quel che riguarda la gestione della qualità dei processi (ISO 9001), del miglioramento delle prestazioni ambientali (ISO 14001), della riduzione progressiva dei rischi per la salute e la sicurezza sul lavoro (OHSAS 18001).

Sulla scia di queste, il CEN-CENELEC ha elaborato la norma EN 16001, che sarà pubblicata nel corso del 2009, contenente standard per i Sistemi di Gestione Energetica. La norma copre le fasi dell'acquisto, dell'immagazzinamento e dell'uso delle risorse energetiche all'interno delle aziende e degli enti.

Come le ISO 9001 e le ISO 14001, la norma si basa sul ciclo di Deming e sull'approccio Plan-Do-Check-Act.

Il ciclo di Deming è lo strumento alla base della filosofia del miglioramento continuo. Esso si compone di 4 parti:

- 1) PLAN: la pianificazione (serve per individuare il problema o gli obiettivi e proporre strategie e fini);
- 2) DO: l'implementazione (attuazione delle azioni pianificate);
- 3) CHECK: la verifica (si effettua tramite la misurazione e il monitoraggio delle azioni intraprese per valutare eventuali differenze rispetto agli obiettivi prefissati);
- 4) ACT: si adottano azioni per migliorare ulteriormente i risultati raggiunti;

La norma segue volutamente tale modello proprio per facilitarne un'eventuale integrazione con sistemi di gestione diversi già presenti nell'organizzazione.

Ad oggi l'unica figura interna all'azienda che abbia compiti di gestione e razionalizzazione dell'uso dell'energia di un'organizzazione è l'energy manager.

L'energy manager rappresenta spesso, però, un'arma spuntata, in quanto non viene messo in condizione di operare al meglio per l'assenza di una politica energetica aziendale. La EN 16001 mira anche a superare questa problematica, fornendo ad aziende ed enti gli strumenti di pianificazione, organizzativi e procedurali che consentono di affrontare nel modo più efficace gli aspetti energetici.

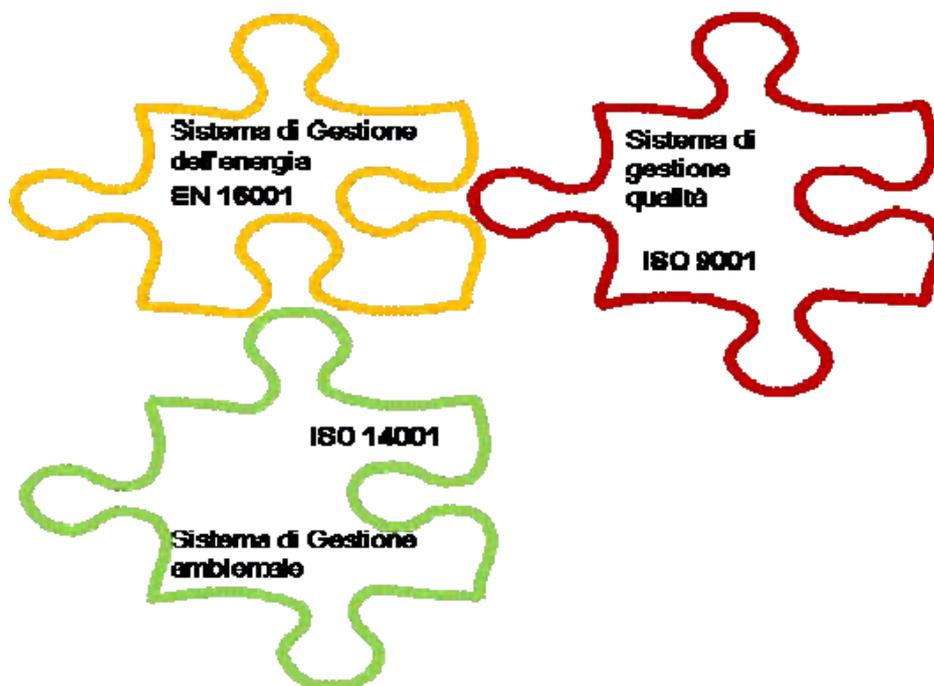


Figura 41 Il sistema di gestione dell'energia e le possibili integrazioni

La realizzazione di un sistema di gestione energetico (SGE), magari integrato con un sistema di gestione ambientale (Figura 41), è innanzitutto aperto a tutte le aziende che abbiano l'interesse a ridurre impatti e consumi; non limitandosi quindi a quelle con consumi importanti. Esso rappresenta una scelta operativa che non può prescindere dai particolari obiettivi perseguiti dal management, dal tipo di prodotti o servizi offerti, dalla dimensione e dal tipo di organizzazione della struttura considerata. Il risultato finale è rappresentato dalla riduzione dei consumi energetici, delle emissioni nocive e climalteranti e dei costi, cui si aggiungono benefici in termini di immagine e di accesso a mercati sensibili allo sviluppo sostenibile.

La sua applicazione porta inoltre non pochi vantaggi a livello globale, in termini di trasparenza e comunicazione in tema di gestione dell'energia, promuovendo le migliori pratiche e valorizzando i comportamenti mirati ad una efficiente gestione dell'energia e favorendo il confronto fra le organizzazioni sul mercato europeo.

Il criterio è quello di ogni sistema di gestione: pianificare e agire sulla base degli obiettivi individuati. Al fine di affrontare i problemi energetici si devono analizzare e valutare le principali criticità e i punti deboli, per poi definire scelte operative per la loro eliminazione. Dopo aver implementato le misure individuate, viene valutata l'efficienza di questi provvedimenti e vengono

analizzati eventuali nuovi punti deboli. Sulla base di questa fase di controllo ricomincia il ciclo di pianificazione definendo nuovi obiettivi.

Il sistema si deve basare sui seguenti principi:

- il rispetto degli obblighi legislativi;
- l'efficienza energetica;
- l'identificazione di evidenze oggettive che comprovino il raggiungimento degli obiettivi prefissati.

Un sistema di gestione energia rappresenta un'importante opportunità per chi intende affrontare con successo gli aspetti energetici all'interno della propria realtà, che permette di:

- avere un approccio sistemico nella definizione di obiettivi energetici e nell'individuazione degli strumenti adatti al loro raggiungimento;
- identificare le opportunità di miglioramento;
- assicurare il rispetto di tutti i requisiti cogenti;
- ridurre i costi legati ai consumi energetici.

L'approccio volontario alla norma permette inoltre di lasciare libere le organizzazioni di poter fissare quali e quanti obiettivi cercare di raggiungere e le relative tempistiche di attuazione.

8.13.1. La struttura della norma

La EN 16001 ha come obiettivo di specificare i requisiti di un sistema di gestione energetico. Il rispetto di tali standard dimostra un impegno concreto volto alla razionalizzazione ed alla gestione "intelligente" delle risorse energetiche.

La EN 16001 si articola in 4 punti:

- scopo e campo di applicazione;
- normativa di riferimento;
- termini e definizioni;
- requisiti del sistema di gestione energetico.



Figura 42 Elementi costitutivi del SGE

Gli elementi costitutivi del SGE sono i seguenti (Figura 42):

- Manuale del SGE: è il documento di riferimento di tutto il sistema. Vi sono riportati lo scopo ed il campo di applicazione del sistema, le indicazioni generali, gli obiettivi.
- Procedure del SGE: le procedure devono esprimere chi fa cosa, determinando l'azione spazialmente, temporalmente, causalmente e qualitativamente e attribuendole un responsabile, per garantire la chiarezza del "come si fa". Le procedure possono essere documentate oppure no.
- Istruzioni operative del SGE: costituiscono il documento che specifica le modalità attuative o di controllo di specifiche attività e sono collegate a determinate procedure.
- Documenti e registrazioni.



Figura 43 Schematizzazione piramidale della documentazione dei sistemi di gestione

Il punto 4 della Norma, oltre a definire i requisiti generali e la politica energetica, sviluppa con ulteriori quattro punti le fasi del ciclo di Deming. Di seguito si riportano i punti fondamentali.

8.13.2. Punto 4.2: Politica energetica

La politica energetica è la dichiarazione scritta, chiara e documentata dell'impegno che deriva dalla direzione. Stabilisce i propositi generali del sistema di gestione dell'organizzazione e contiene l'impegno al miglioramento dell'uso delle risorse energetiche. Il rispetto degli obiettivi prefissati da parte del management rappresenta uno dei punti forti del SGE, in quanto solo il reale interesse dei decisori può portare al raggiungimento di risultati importanti.

La politica energetica deve:

- essere appropriata alla natura e dimensione dell'organizzazione, ai consumi energetici delle sue attività, prodotti e servizi;
- includere un impegno al miglioramento continuo dell'efficienza energetica;
- includere un impegno a rispettare leggi e regolamentazioni;
- fornire un quadro per stabilire e riesaminare gli obiettivi e traguardi energetici;
- essere documentata;
- essere disponibile al pubblico.

8.13.3. Punto 4.3: Plan

La norma individua la documentazione necessaria ai fini dell'implementazione vera e propria del sistema di gestione; si inizia quindi con l'identificazione degli aspetti energetici impattanti, della normativa cogente che l'organizzazione deve rispettare, fino a stabilire obiettivi e traguardi misurabili attraverso un documentato programma. La necessità di un programma ben definito e documentato mostra l'importanza che viene data alla pianificazione del sistema energetico. Il programma deve contenere l'indicazione delle responsabilità per il raggiungimento degli obiettivi, i tempi e i mezzi per raggiungerli.

Nella norma è ben specificata l'importanza di effettuare revisioni ed aggiornamenti periodici agli obiettivi, ai traguardi intermedi e, di conseguenza, al programma.

8.13.4. Punto 4.4: Do

Questo è il punto in cui si entra nel vivo del sistema di gestione energetica.

Si delinea la figura del responsabile del sistema di gestione energetica, che potrebbe coincidere con l'energy manager o con il responsabile ambiente, nel caso nell'organizzazione esista un sistema ambientale. Egli predispone il SGE, aggiorna le procedure e ne verifica l'applicazione, propone il piano degli interventi e ne verifica l'attuazione. Lo schema corretto prevede che il

responsabile del sistema energetico collabori con i responsabili degli altri settori produttivi, in modo da coinvolgerli nell'azione, agevolando l'opera di individuazione e risoluzione delle inefficienze.

La comunicazione interna è un altro punto fondamentale, sempre per assicurare che tutti gli operatori siano parte attiva del sistema energetico. Viene rilevata l'importanza della formazione e delle competenze tecniche che devono avere gli operatori in base alle necessità del caso, affinché le persone che lavorano all'interno dell'organizzazione siano consapevoli dei propri ruoli, delle proprie responsabilità, dell'importanza del controllo dell'energia e delle conseguenze che si potrebbero avere qualora non si operi in ottemperanza al sistema energetico.

È stato dato uno spazio rilevante a questo tema poiché ci si rende conto che nella gestione energetica razionale sono coinvolti tutti i lavoratori dell'organizzazione, i quali interagiscono ad esempio con le luci o lo stand-by dei macchinari influenzando in modo anche sensibile la spesa energetica.

Il controllo operativo (punto 4.4.6 della ISO 14001) è il nucleo del sistema energetico.

Si tratta della fase che richiede un'attenzione particolare alle operazioni che sono associate agli aspetti energetici significativi, ponendo attenzione sull'acquisto di energia, sui consumi energetici, sull'acquisto di materiali e, se necessario, definendo alcune procedure documentate.

8.13.5. Punto 4.5: Check

Il monitoraggio, la misurazione e la valutazione del rispetto della normativa cogente e delle procedure proprie del sistema di gestione energetico sono attività fondamentali, perché consentono di evidenziare i risultati ottenuti dal momento in cui si è entrati nell'ottica di una gestione energetica razionale.

L'organizzazione deve anche mettere in atto procedure di controllo di conformità ai punti della EN 16001 e muoversi verso la prevenzione o la correzione di eventuali non conformità rilevate durante gli audit interni, che solitamente vengono effettuati dal responsabile interno o da consulenti esterni.

8.13.6. Punto 4.6: Act

Ultimo passo è il riesame da parte della direzione dell'organizzazione, in cui si presentano i risultati ottenuti negli audit interni e si verifica il raggiungimento degli obiettivi prefissati, valutando o meno la necessità di modificarli, ad esempio per il cambiamento delle situazioni al contorno, riferite soprattutto alle prescrizioni legali.

In uscita dal riesame si fissano nuovi obiettivi e traguardi e le azioni relative alle eventuali modifiche alla politica energetica.

La norma fornisce, nell'appendice A, una guida informativa per il suo uso, che non aggiunge requisiti propri del sistema, ma esplicita le caratteristiche dei punti 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, suggerendo le fasi in cui è consigliabile attivare delle procedure documentate e ben definite.

8.13.7. Conclusioni

Adottare un Sistema di Gestione Energetica è una scelta che richiede uno sforzo economico e organizzativo di dimensioni ragionevoli e che produce notevoli ritorni per l'azienda.

L'evoluzione del mercato dimostra che anticipare la normazione è assai premiante mentre un atteggiamento di disinteresse è estremamente penalizzante.

L'attuazione di sistemi di gestione che migliorino continuamente le prestazioni costituisce un sicuro investimento, dimostra la capacità dell'impresa di cogliere e considerare l'incremento della domanda energetica e assicura maggiore credibilità sul mercato.

I vantaggi più sensibili riguardano, senza dubbio, le importanti riduzioni dei costi energetici.

In particolari settori, inoltre, una corretta gestione energetica influisce notevolmente sull'immagine del prodotto o del servizio offerto e può costituire un fattore differenziante nelle scelte dei consumatori.

8.14. *La Life Cycle Cost Analysis*

Il 74% dell'energia elettrica consumata nel settore industriale italiano è attribuibile ai sistemi motore; essi sono infatti presenti in molti azionamenti industriali, quali compressori, ventilatori e pompe. Da questo dato si evince con facilità l'importanza di questa tecnologia nell'ottica del risparmio energetico: anche un piccolo aumento dell'efficienza dei sistemi motore permetterebbe di ridurre notevolmente i consumi di energia elettrica.

Oltre a questi vantaggi energetici ed ambientali è possibile conseguire anche ingenti risparmi economici, provenienti dalla sostanziale riduzione dei costi in bolletta. Sebbene siano già presenti sul mercato motori elettrici ad alta efficienza, il loro utilizzo è però ancora molto ridotto, a causa del sovrapprezzo iniziale; questo perché l'efficienza energetica di un motore è un aspetto che purtroppo è secondario sia per il progettista dell'impianto, sia per chi l'impianto successivamente lo esercisce.

Le priorità del progettista sono: l'idoneità delle caratteristiche tecniche (potenza, coppia, spunto, ecc.), la compatibilità delle dimensioni e del peso ed ovviamente il costo, che deve essere il più contenuto possibile.

Le priorità del gestore sono: l'affidabilità del sistema, la semplicità di manutenzione e la reperibilità dei componenti di ricambio; scarsa importanza è data ai consumi energetici.

Questo ragionamento porta ad avere impianti dotati di motori elettrici poco efficienti e solitamente sovradimensionati. L'applicazione della Life Cycle Cost Analysis (LCCA) in questo settore

potrebbe però rendere più evidenti i risparmi economici e permettere agli uffici acquisti delle aziende di compiere scelte più oculate al momento dell'acquisto del motore.

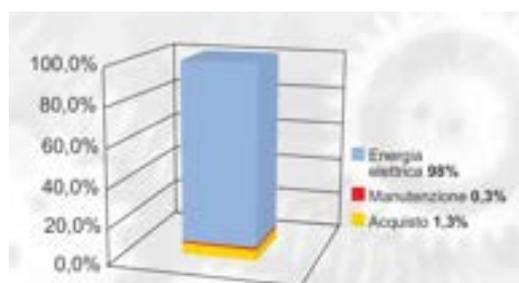
La LCCA è uno strumento economico che permette di valutare tutti i costi relativi ad un determinato progetto, dalla "culla" alla "tomba". Prende infatti in considerazione i costi iniziali (investimenti, acquisizioni, installazioni), i costi futuri (manutenzione, sostituzioni, spese energetiche, oneri finanziari), fino ad arrivare ai costi di smaltimento o di recupero. Questo permette al decisore di compiere scelte più oculate, in particolare:

- scegliere tra più alternative, applicabili sullo stesso sistema, quella economicamente più vantaggiosa (ad esempio selezionare, per un dato edificio, il sistema di riscaldamento o per un processo industriale un componente più efficiente);
- accettare o rifiutare un determinato progetto (ad esempio decidere se installare o meno un cogeneratore o un pannello solare);
- specificare il valore ottimale di un progetto che generi il maggior ritorno economico (ad esempio selezionare il valore ottimale di spessore per un isolante termico).

La storia della Life Cycle Cost Analysis nasce nel 1930, quando i costruttori di edifici capirono che l'entità dei costi di gestione dipendeva in gran parte dalla fase di progettazione e costruzione dell'edificio stesso. Apparve quindi evidente che non si poteva scegliere tra varie alternative basandosi esclusivamente sull'investimento iniziale richiesto, ma bisognava svolgere un'analisi più dettagliata per la stima dei costi futuri. Da allora questo concetto ha varcato i confini del settore edilizio, portando all'elaborazione di strumenti di analisi economica sempre più dettagliati, fino a giungere all'odierna LCCA.

8.14.1. La LCCA applicata ai motori elettrici

Il grafico in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** mostra la suddivisione dei costi di un motore elettrico nell'intero ciclo di vita: l'energia elettrica consumata pesa per più del 98%, mentre l'investimento iniziale copre solo l'1,3% del totale. Un risparmio economico conseguito al momento dell'acquisto appare quindi trascurabile, in un'ottica di Life Cycle Cost, rispetto alle spese energetiche.

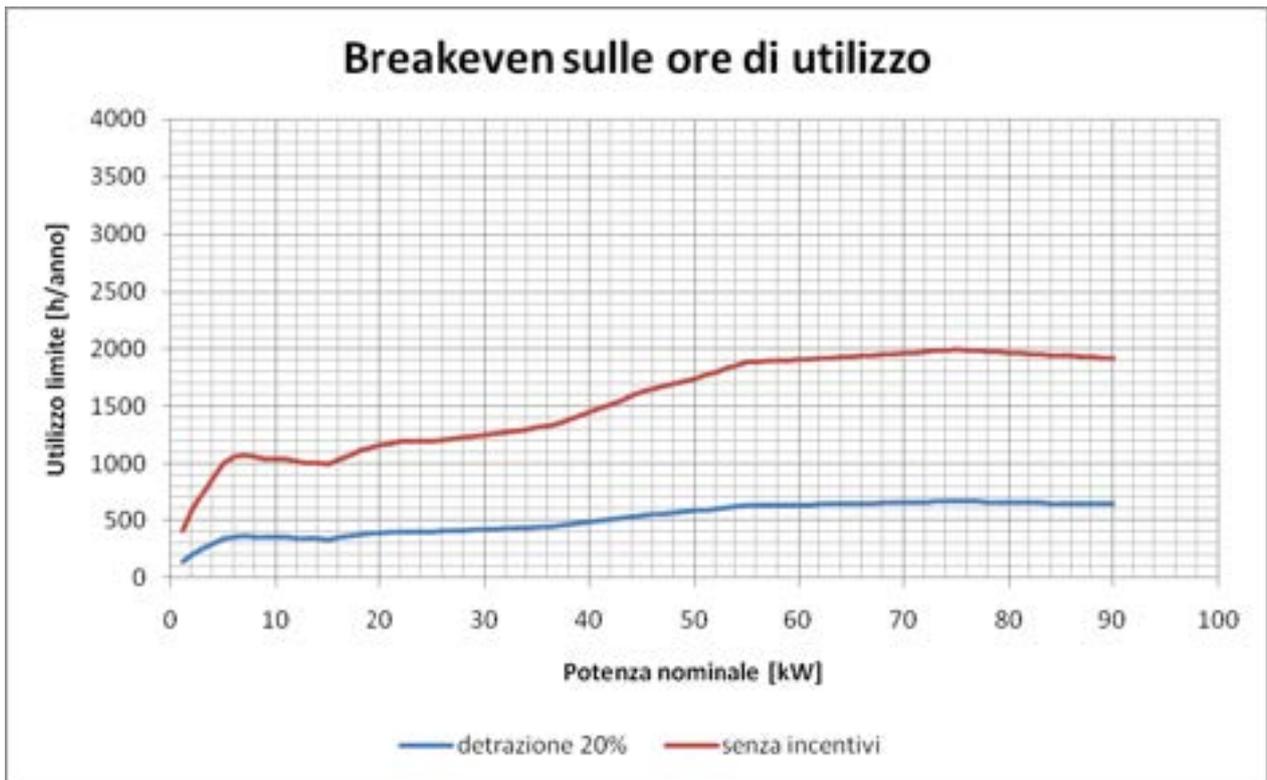


I costi dovuti ai consumi elettrici aumentano all'aumentare della potenza, delle ore di utilizzo annue e del costo dell'energia, mentre diminuiscono all'aumentare dell'efficienza energetica.

Per avere un'idea dei numeri in gioco si consideri il seguente esempio: un motore tradizionale da 20 kW funzionante per 3.000 ore all'anno a pieno carico, ha un costo del ciclo di vita (10 anni) di circa 60.000 €, mentre

con un motore ad alta efficienza si scende a 58.500 €; ciò significa che un motore ad alta efficienza permette di risparmiare quasi 1.500 € rispetto ad uno tradizionale, a fronte di un costo iniziale che supera quello di un motore tradizionale di soli 500 €. Se poi si considerano due turni lavorativi le ore annue salgono a 6.000 ed i risparmi conseguibili arrivano a 3.000 €. In generale i tempi di ritorno per investimenti nel settore dei motori ad alta efficienza vanno da tre mesi a tre anni.

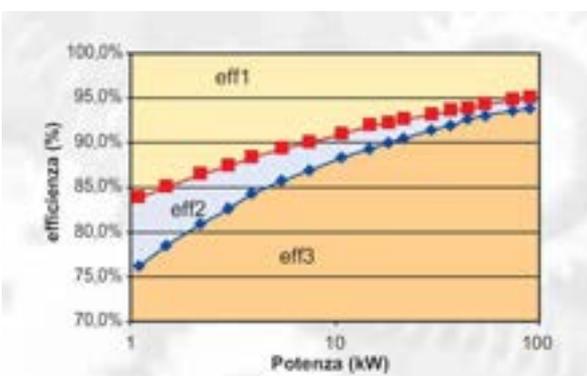
Per completezza d'informazione si propone un'analisi di break-even che mostra, al variare della potenza, quale è il valore minimo di ore/anno al di sopra del quale risulta conveniente l'installazione di un motore ad alta efficienza, sia in caso di assenza di incentivi, sia tenendo conto della sola detrazione del 20% (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**). Nei calcoli si è tenuto conto di un periodo di studio di 10 anni e di un costo dell'energia elettrica pari a 0,1 €/kWh_e. Se il motore in esame si trova esattamente sulla relativa curva di pareggio (blu in assenza di incentivi, rossa con detrazione del 20%), i risparmi economici conseguiti uguagliano l'investimento aggiuntivo. Più aumenta la distanza dalla curva di pareggio (ovvero incremento delle ore di utilizzo annue), maggiore sarà la redditività economica. I massimi e minimi relativi sono dovuti all'algoritmo scelto per la stima del costo dei motori.



8.14.2. La normativa tecnica

Sia in Europa che negli Stati Uniti gli istituti normativi hanno elaborato delle specifiche tecniche per discernere tra motori ad alta efficienza e motori tradizionali, in modo da facilitare il compito degli acquirenti al momento di redigere le specifiche d'acquisto e stimolare i produttori a costruire motori appartenenti alla fascia più elevata.

Il CEMEP (Comitato Europeo Costruttori Macchine Rotanti e Elettronica di Potenza) ha suddiviso i



motori elettrici in tre classi di efficienza per motori con potenza da 1,1 a 90 kW (Figura 12).

Una suddivisione simile è stata effettuata negli Stati Uniti dalla NEMA (National Electrical Manufacturers Association) per motori da 1 a 370 kW; in questo caso però è fornito un solo limite, al di sopra del quale i motori possono definirsi ad alta efficienza e fregiarsi del simbolo NEMA Premium.

Figura 44 Classi di Efficienza CEMEP

Discorso a parte va fatto per i motori di piccolissima taglia (potenze inferiori ad 1 kW): in questa categoria ricadono, in ambito civile, i motori di solito utilizzati negli elettrodomestici e, in ambito industriale, quelli che si trovano all'interno di macchinari più complessi. Per queste taglie, per le quali non sono presenti degli standard sull'efficienza, i

motori BLDC (Brushless Direct-Current motor) sono quelli che presentano i rendimenti più elevati (85-90%) grazie alla commutazione elettronica che permette di eliminare l'attrito dovuto ai vecchi commutatori a spazzole. Questa caratteristica garantisce anche ottime qualità in regolazione e ciò ha portato ad un'ampia diffusione di questi motori negli impianti di condizionamento e refrigerazione. L'utilizzo dei BLDC è molto vantaggioso soprattutto alla luce dei rendimenti molto bassi che offrono i motori tradizionali in questa taglia (per i motori a poli schermati si può scendere sotto il 25%).

8.14.3. Gli incentivi disponibili

I già sostanziosi vantaggi economici fin qui descritti possono essere amplificati grazie a due forme di incentivazione di cui godono i motori ad alta efficienza energetica.

La legge finanziaria 2007, nell'intento di promuovere il risparmio energetico, ha disposto incentivi per l'acquisto e l'installazione di motori elettrici, a due e quattro poli, ad alta efficienza di potenza compresa tra 5 e 90 kW, consistenti in una detrazione d'imposta pari al 20% di quanto speso, sino ad un massimo di 1.500 €. I motori soggetti ad incentivo sono definiti sulla base degli standard CEMEP e la detrazione è prevista sia nel caso di nuova installazione che per la sostituzione di vecchi apparecchi. Le leggi finanziarie successive hanno confermato le forme di incentivazione introdotte.

Inoltre i motori elettrici ad alta efficienza sono una tecnologia soggetta al riconoscimento di certificati bianchi. Ogni tep (tonnellata equivalente di petrolio, circa 5.350 kWh_e) risparmiata, oltre a ridurre i costi in bolletta, permette alle aziende che abbiano nominato un energy manager ai sensi dell'articolo 19 della Legge 10/91 di ottenere un titolo di efficienza energetica per cinque anni, rivendibile sull'apposito mercato.

L'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas ha approvato con la delibera AEEG 111/04 una scheda tecnica standardizzata (scheda tecnica n° 11 – installazione di motori a più alta efficienza) che permette di valutare in modo rapido i risparmi energetici ottenuti. Per poter richiedere i certificati bianchi è necessario superare un limite minimo che, per gli interventi soggetti a scheda tecnica standardizzata, è di 25 tep annui, cui corrisponde un risparmio annuo, ottenibile per cinque anni, di circa 2.000 € agli attuali prezzi di compravendita dei certificati bianchi. Per raggiungere il limite dei 25 tep occorre installare 88 motori da 5 kW o 33 motori da 50 kW per un'industria che lavori su tre turni, ma si possono sommare anche i risparmi generati da altri interventi effettuati nello stabilimento (e.g. sistemi di pompaggio con regolazioni in frequenza, solare termico). Si tratta dunque di un incentivo che può risultare interessante per le grandi aziende dotate di energy manager. I certificati bianchi li può ottenere in alternativa il fornitore del macchinario, che può facilmente raggiungere il limite dei 25 tep accorpando i motori installati presso i diversi clienti, purché si accrediti come società di servizi energetici presso l'Autorità.

Interessante notare che i certificati bianchi sono cumulabili con le detrazioni fiscali.

Un altro vantaggio, stavolta non economico, può venire da *Motor Challenge*, programma su base volontaria dell'Unione Europea per la promozione degli interventi volti al risparmio energetico nell'ambito dei sistemi motore. Le aziende che vorranno partecipare al programma si impegnano ad identificare misure di efficienza energetica nell'ambito dei motori e dei sistemi che utilizzano motori elettrici e a realizzarle secondo un programma stabilito. Conseguiti tali obiettivi, le aziende avranno diritto ad utilizzare il logo del programma (*Figura 3*), con il derivante miglioramento dell'immagine.

8.14.4. Conclusioni

L'ufficio acquisti riveste un ruolo fondamentale nella possibilità di attuare efficaci politiche di contenimento della spesa energetica e riduzione delle emissioni climalteranti ed inquinanti. Non è razionale e risulta poco conveniente intervenire in retrofit sugli impianti, per cui è essenziale che nella definizione delle specifiche tecniche relative ai macchinari di processo si tenga conto degli aspetti energetici richiedendo l'utilizzo di componenti ad alta efficienza, come la classe EFF1 o l'utilizzo di inverter per i motori.

Non è un caso che la norma di prossima emanazione EN 16001 sui sistemi di gestione energia, finalizzata a favorire una strutturazione delle aziende che promuova l'uso efficiente delle risorse energetiche, includa la fase degli acquisti e le relative procedure all'interno dei sistemi stessi.

L'esperienza dei soggetti che hanno adottato politiche di LCCA a livello internazionale ne dimostra l'efficacia e ne consiglia l'utilizzo, soprattutto in un tessuto produttivo caratterizzato da micro aziende come quello italiano, in cui intervenire a cose fatte risulta ancora più difficile ed oneroso.

8.15. Considerazioni rivolte al Legislatore

Il tema dell'energia è finalmente riconosciuto come uno dei principali vincoli alla sostenibilità tecnica ed economica del Paese. È ormai troppo tempo che manca in Italia una politica energetica chiara e coerente, capace di rispondere alle debolezze proprie della Penisola (dipendenza dall'estero oltre l'85%, scarso sviluppo delle fonti alternative ai combustibili fossili, carente diffusione di tecnologie a migliore efficienza energetica diffuse in altri paesi, dimensione e capitali delle imprese mediamente limitati e scarsa capacità di attrarre investimenti esteri, etc).

È pertanto fondamentale che il Governo si adoperi per avviare politiche forti sul tema dell'energia, costituite da un'accorta miscela di interventi a brevissimo termine (garanzia degli approvvigionamenti e migliore gestione degli usi finali dell'energia), a breve termine (riduzione del fabbisogno e uso delle rinnovabili già mature), a medio termine (sviluppo delle infrastrutture ed integrazione delle fonti rinnovabili) ed a lungo termine (fonti di approvvigionamento alternative).

Si sottolinea che in Italia non mancano le Leggi e gli impegni per azioni in grado di promuovere il mercato. Il Legislatore si è anzi rivelato spesso precursore di iniziative implementate solo dopo

alcuni anni negli altri Paesi europei. Si ravvisa però l'esigenza forte di dare al Paese un quadro di regole che sia:

- chiaro (ricorso ai testi unici);
- stabile (continuare a ripensare e rivedere i programmi di incentivazione e gli obiettivi del Governo ottiene un unico risultato: l'incapacità dei provvedimenti di apportare gli effetti di mercato desiderati, la diffidenza degli investitori e l'allontanamento dei capitali esteri);
- coerente (evitare di usare la Finanziaria ed altri provvedimenti per inserire commi isolati relativi all'energia, che in genere non raggiungono nemmeno gli obiettivi previsti dalle lobby che li promuovono).

Qualità purtroppo pressoché assenti negli ultimi anni e che si auspica possano essere al centro dell'azione del Governo, anche avvalendosi del contributo del Ministro per la Funzione Pubblica.

Per quanto riguarda gli usi finali di energia e l'energy management si ritiene essenziale, per uno sviluppo competitivo e sociale del Paese, che il Governo privilegi:

- un approccio politico-amministrativo che tenda a creare un quadro di regole stabile, che superi le logiche di alternanza politica, poco adatte a gestire e sviluppare al meglio sistemi complessi come quello energetico, stimolando gli investimenti e l'accesso di capitali esteri volti a creare capacità produttiva nel settore delle nuove tecnologie, delle fonti rinnovabili e delle fonti alternative;
- una fiscalità energetica intelligente, che eviti sconti a singole categorie (in genere non risolutivi), e bilanciata da sgravi fiscali sul costo del lavoro per le imprese (principio introdotto con la carbon tax, che però non fu mai adeguata) per orientare il mercato ad un uso accorto delle risorse energetiche, premiando le aziende più attente a questo tema;
- lo sviluppo di strumenti di credito bancario adatti a favorire lo sviluppo di imprese nel settore dell'efficienza e delle rinnovabili, interventi presso gli utenti privati, le imprese e gli enti e il finanziamento tramite terzi da parte delle ESCO;
- l'utilizzo di una parte delle risorse disponibili per incentivi per finanziare la realizzazione di diagnosi energetiche presso le industrie e le strutture del terziario, il monitoraggio dei programmi avviati e fondi di garanzia per finanziamenti in conto interesse (previsti dalle ultime Leggi Finanziarie, ma non attuati), ossia strumenti in grado di stimolare il mercato e le applicazioni più efficaci;
- l'attuazione di campagne di comunicazione e di informazione di qualità e di continuità adeguata, capaci di modificare gli atteggiamenti, e l'introduzione di regole per la pubblicità che portino ad evidenziare gli indici prestazionali dei prodotti (e.g. etichettatura);
- la diffusione presso la Pubblica Amministrazione, sulla base delle prime esperienze positive, di capitolati atti a favorire contratti di rendimento energetico e interventi da parte delle ESCO;

- il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi ed un rafforzamento della sua efficacia nel promuovere interventi di efficienza energetica a fianco delle detrazioni fiscali introdotte dalle ultime due Leggi Finanziarie;
- lo sviluppo della figura dell'energy manager, sia attraverso un rafforzamento del ruolo del responsabile nominato ai sensi della Legge 10/91, sia attraverso la diffusione di sistemi di qualificazione e certificazione delle competenze;
- un'organizzazione dell'Agenzia sull'energia prevista dal D.Lgs. 115/2008 capace di raggiungere gli obiettivi previsti e di supportare in particolare Enti Locali e PMI, tradizionalmente in difficoltà nell'affrontare temi al di fuori del core business a causa delle risorse di personale limitate, attraverso la diffusione di buone pratiche e la predisposizione di strumenti e di azioni adeguati.