

Paper

5/2009

Lo sviluppo di fonti energetiche innovative per la realizzazione di ambienti urbani sostenibili

Fabio Amatucci e Daniela Vestito

Comitato Scientifico:

Pierciro Galeone, Amministratore Delegato Cittalia – Fondazione Anci ricerche

Alessandro Gargani, Direttore Operativo Associazione Nazionale Comuni Italiani

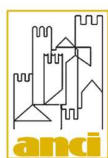
Silvia Scozzese, Direttore Scientifico Istituto per la Finanza e l'Economia Locale

Fabio Amatucci, Professore Associato di Economia delle Aziende e delle Amministrazioni Pubbliche, Facoltà di Economia, Università del Salento; Ricercatore Area Strategie e Strumenti di Finanziamento, CERGIS Università Bocconi.

Daniela Vestito, Dottore di Ricerca in Gestione dell'Ambiente e delle Risorse del Territorio, Facoltà di Economia, Università del Salento; Cultore della materia di Economia delle Aziende e delle Amministrazioni Pubbliche, Facoltà di Economia, Università del Salento.

Lo sviluppo di fonti energetiche innovative per la realizzazione di ambienti urbani sostenibili

Fabio Amatucci e Daniela Vestito
Ottobre 2009



Il presente Paper, è stato redatto nell'ambito del progetto "**La diffusione delle innovazioni nel sistema delle amministrazioni locali**" realizzato da Cittalia su incarico del Dipartimento della Funzione Pubblica.

Indice

ABSTRACT	5
1. I costi energetici alla base del sistema economico attuale	9
2. Le energie rinnovabili: opportunità e criticità	14
3. La questione energetica a scala globale ed europea	19
4. La questione energetica in Italia e il ruolo degli enti locali nello sviluppo delle FER	25
5. Il ruolo degli enti locali e suddivisione delle competenze in materia energetica	32
6. La gestione del servizio energetico pubblico	38
6.1 Analisi delle operazioni di partnership pubblico-private nel settore energetico	42
7. La fattibilità economico finanziaria della realizzazione di impianti di energia rinnovabile	50
8. Conclusioni	66
Riferimenti bibliografici	69

Abstract

Lo sviluppo di fonti energetiche innovative per la realizzazione di ambienti urbani sostenibili

Parole chiave: energie rinnovabili – sostenibilità – Protocollo di Kyoto – politica energetica – partnership pubblico-privato – enti pubblici – investimenti energetici pubblici

Introduzione

Il tema della produzione di energie rinnovabili coinvolge da tempo i governi dei paesi occidentali, sia per problemi di inquinamento ambientale, sia per le opportunità legate alla diversificazione delle fonti di energia, a causa di un progressivo esaurimento di quelle tradizionali. Ad oggi, il consumo energetico è basato essenzialmente su combustibili fossili (petrolio, gas e carbone), responsabili diretti delle emissioni inquinanti. Per questa ragione, da anni si susseguono accordi e protocolli atti a ridurre l'emissione di elementi inquinanti ed aumentare l'incidenza delle fonti di energie rinnovabile, attraverso un coordinamento dei paesi industrializzati (dal protocollo di Kyoto del 1997 alle numerose direttive europee) e interventi dell'Unione Europea. Gli obiettivi che quest'ultima ha fissato ai Paesi comunitari sono ambiziosi: ridurre, entro l'anno 2020, le emissioni di gas serra del 20% rispetto al 1990, avere un consumo energetico inferiore del 20% rispetto alle attuali previsioni e soprattutto incrementare l'utilizzo di energie rinnovabili, portandolo al 20% dei consumi energetici totali (per l'Italia tale valore è fissato al 17%). La priorità di azione è legata all'incentivazione di altre forme di energia primaria rispetto ai combustibili fossili, promuovendo l'utilizzo di energia rinnovabile, in tutte le sue forme: solare termico e termodinamico; solare fotovoltaico; eolico; biomasse naturali.

Obiettivi della ricerca

Si ritiene che la vera responsabilità di investire sulle fonti rinnovabili spetti alle autonomie locali, in particolare ai Comuni: obiettivo del presente lavoro è quello di verificare, per gli enti locali, la convenienza ad investire nelle fonti rinnovabili non solo da un punto di vista energetico ed ambientale, ma anche a livello economico ed occupazionale, per innescare prospettive di sviluppo qualitativo ed economico nel territorio.

A tal fine, l'analisi ha preso avvio dal modello energetico alla base dell'attuale sistema economico, delineando il quadro di intervento e le linee di indirizzo su scala internazionale, europea e nazionale, con particolare attenzione al ruolo e alle competenze delle istituzioni pubbliche in materia di energia.

Sono state analizzate, pertanto, le esperienze realizzate nel settore delle energie rinnovabili, sottolineando gli elementi di convenienza economico-finanziaria, tecnica e gestionale degli impianti rinnovabili. Si è ritenuto altresì importante valutare quali criticità ostacolano, nel nostro Paese, un utilizzo diffuso delle fonti rinnovabili.

Coerentemente con le finalità della ricerca, a seguito di una puntuale analisi della letteratura e di un corretto e rigoroso inquadramento concettuale del tema, l'indagine è stata effettuata sul campo, avvalendosi di metodi di rilevazione empirica in relazione ad un campione di esperienze in corso di realizzazione.

Metodologia e risultati attesi della ricerca

A partire da alcuni database pubblici disponibili, infatti, sono state individuate alcune operazioni, rappresentativo delle diverse realtà geografiche, demografiche, economiche e dello sviluppo del contesto istituzionale in cui sono inseriti. Rispetto al campione così individuato, il team di ricerca:

- ha effettuato interviste semi-strutturate al top management dell'ente (per indagare le motivazioni del ricorso alle operazioni) e ai responsabili dei servizi coinvolti nell'attività;
- ha analizzato la documentazione contrattuale e di bilancio, con lo scopo di verificare l'impatto delle operazioni sul breve e medio-lungo periodo.

Con riferimento ai risultati attesi, il presente lavoro di ricerca ha permesso:

- l'individuazione delle condizioni di successo e delle operazioni di sviluppo delle energie rinnovabili, anche con ricorso alle partnership con i soggetti privati;
- la costruzione di un modello sull'analisi degli impatti (sull'economicità aziendale e sugli equilibri di sistema), delle differenti operazioni realizzate.

The development of innovative energy sources for the realization of sustainable urban

Key words: renewable Energy – sustainability – energy policy – Protocollo di Kyoto – private-public partnership – local governments – public energy investments

Introduction

Renewable energy theme involves the International Institutions, for environment pollution and opportunity for energy sources diversification. At the present time, Energy consumption is based on fossil energy sources (petroleum, natural gas and carbon), that enhance radioactive forcing and contribute to the raising of the average temperature on Earth (Global Warming). Last year an international agreement and protocol was signed up in order to reduce fossil fuels use and to increase renewable energy employment. Usually, it's up to the local government to invest on renewable energies to promote a sustainable energy model and to encourage the investment on alternative energy sources. The purpose of this research is to investigate the convenience for a public administration to invest in the renewable energy sector, with particular relevance to environmental aspects and economic-employment impact. Therefore, the study analyses and compares different case studies involving best practice on management energy carried out by policy makers and public administrators, focusing on technical, economic and managerial advantages of the renewable energy use. The research aims also to evaluate the causes that hinder the widespread use of renewable energy resources in Italy.

Methodology and Objectives of the research

This paper focuses on three fundamental aspects:

- the impact of renewable energy investments on sustainability of economic growth;
- the guide lines of energy policy on international, European and national scale;
- the strategies of local municipalities for construction, administration and management of renewable energy farms (private-public partnership, project financing).

In particular, the survey is aimed at:

- verifying the presence of conditions for construction of energy power plants;

- analyzing different applications, including both grid-connected and stand-alone electricity production;
- identifying the models of private-public partnership in managing alternative energy farms: project financing, cooperation, incentives;
- investigating the cost structures of a solar and wind power plant.

The instruments used in the survey were interviews to the top management of the Local Municipalities involved in renewable energy projects and selected from the reference population. The interviews has been prepared in order to understand the structure and the working modalities of the Operating Units engaged in the energy project management;

The main aim of this work:

- the action to be taken by the public administrations for the development of successful investments in the alternative Energy sector;
- effective and innovative model of financing and managing alternative energy farms.

1. I costi energetici alla base del sistema economico attuale

Gli attuali trend di crescita dei consumi, i repentini e allarmanti cambiamenti climatici, l'instabilità nel mercato degli approvvigionamenti energetici, a cui si accompagna uno scenario geopolitico sempre più complesso, rappresentano alcuni dei principali fattori che hanno sollecitato su scala internazionale il dibattito relativo all'insostenibilità del modello energetico che caratterizza la società moderna. Le scelte di produzione e consumo energetico in passato sono state guidate essenzialmente da parametri qualitativi valutabili in termini di *trasportabilità*, *disponibilità* e *trasformabilità*¹, il che ha indotto a privilegiare l'uso prevalente di combustibili fossili quali fonti energetiche primarie. Ciò che invece si è a lungo trascurato è l'impatto ambientale, elemento difficile da internalizzare nei costi di produzione dell'energia, dovendo quantificare danni di natura immateriale come l'effetto serra, l'inquinamento, l'esaurimento delle scorte, le tensioni politiche e l'instabilità economica (Bartolazzi, 2006).

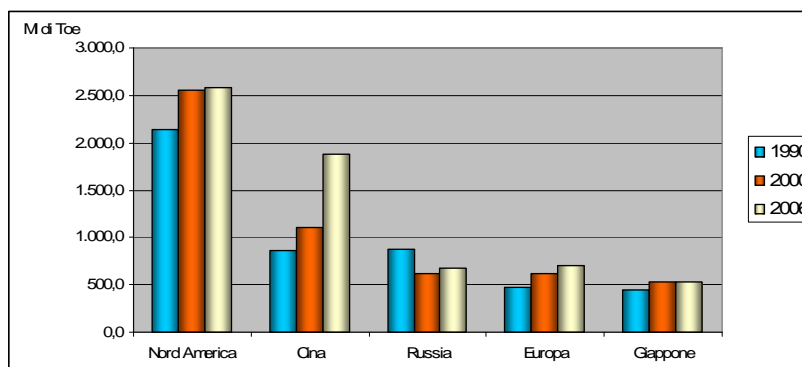
Il paradigma dominante delle teorie di sviluppo ha a lungo concepito l'ambiente come esternalità, "assunto al pari di ogni altro fattore di produzione, e come tale trasformabile da parte di un sistema produttivo teso verso una crescita virtualmente illimitata" (Conti, 1996, p.480). Tuttavia, già a partire dagli anni Settanta del secolo scorso, il mito della crescita illimitata – che poneva massima fiducia nel meccanismo autoregolatore del mercato e nella innovazione tecnologica – si è di fatto scontrato con i limiti oggettivi dell'ambiente in termini di scarsità delle risorse e di capacità di carico, limiti che si sono tradotti via via in costi crescenti per il sistema economico. Lo shock petrolifero del 1973, primo segnale di allarme sulla reale sostenibilità di un modello di sviluppo altamente 'energivoro' e a forte impatto ambientale, ha risvegliato la coscienza dell'opinione pubblica e l'attenzione dei governi nazionali del mondo industrializzato. Sino ad allora, la possibilità di reperire energia a basso prezzo ha indotto a trascurare il problema relativo all'esaurimento delle risorse, ponendo "come unico obiettivo del sistema energetico il soddisfacimento della domanda" (Bologna, 2000, p.124). A ciò si aggiunga che l'innovazione tecnologica, piuttosto che ridurre il consumo di energia aumentando l'efficienza dei sistemi produttivi, ha di fatto incentivato l'uso di risorse non rinnovabili, disponibili a costi sempre più bassi proprio

¹ Il parametro della *trasportabilità* "consiste nella possibilità di trasportare facilmente l'energia con mezzi economici, anche in luoghi lontani e a livello capillare senza disperderla. La *disponibilità* si riferisce alla possibilità di usarla in qualsiasi momento e in qualsiasi quantità. La *trasformabilità* comprende la possibilità di cambiare facilmente la forma dell'energia per usarla a scopi diversi, il che dipende anche dalla standardizzazione del suo uso" (Bartolazzi, 2006, p.7).

grazie ai minori costi di estrazione e distribuzione. Ciò ha innescato un effetto 'rimbalzo' (noto anche come '*paradosso di Jevons*'²), che ha distolto l'attenzione dalla necessità di ripensare ad un modello energetico sostenibile teso a minimizzare l'uso di fonti non rinnovabili privilegiando, piuttosto, l'uso di quelle rinnovabili (cfr. § 2) e riducendo nel contempo gli sprechi.

Le statistiche ufficiali evidenziano, infatti, una generalizzata crescita della domanda di energia, sebbene i consumi risultino più contenuti nelle aree di antica industrializzazione rispetto alle aree emergenti dell'Asia, con particolare riguardo alla Cina, che nel 2007 ha quasi raddoppiato l'utilizzo di energia rispetto al 2000 (figure 1.1 e 1.2). In particolare, analizzando il mercato energetico internazionale, ci si trova dinanzi ad un sistema produttivo ancora oggi imperniato sull'utilizzo preminente dei combustibili fossili come fonte di energia primaria³. Questi ultimi attualmente arrivano a coprire circa l'80% del consumo mondiale di energia (35% circa da petrolio, 25% circa da carbone, poco più del 20% il gas metano), con un forte trend di accelerazione dei consumi, di poco inferiore al 3% annuo nell'ultimo trentennio del ventesimo secolo (Tinacci Mossello, 2008). Il petrolio dunque mantiene il primato tra le fonti energetiche primarie più utilizzate (figura 1.3), nonostante il forte rialzo dei prezzi del greggio registrata nel corso degli ultimi anni (figura 1.4) fino a raggiungere nel 2008 picchi superiori a quelli raggiunti nel 1980 (Enea, 2008a).

Figura 1.1 – Domanda mondiale di energia (in milioni di Toe)

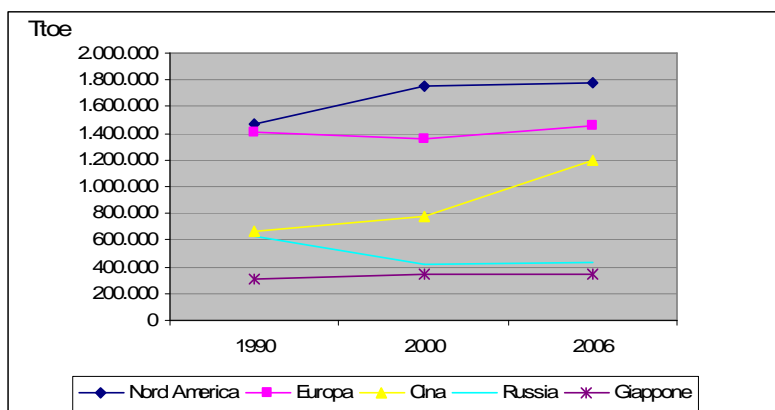


Fonte: nostra elaborazione su dati IEA

² William Stanley Jevons, studiando il mercato del carbone, osservò che una maggior efficienza nella produzione portava ad un'espansione dell'offerta e a una riduzione dei prezzi, seguite da un aumento della domanda che vanifica il risparmio (Tinacci Mossello, 2008).

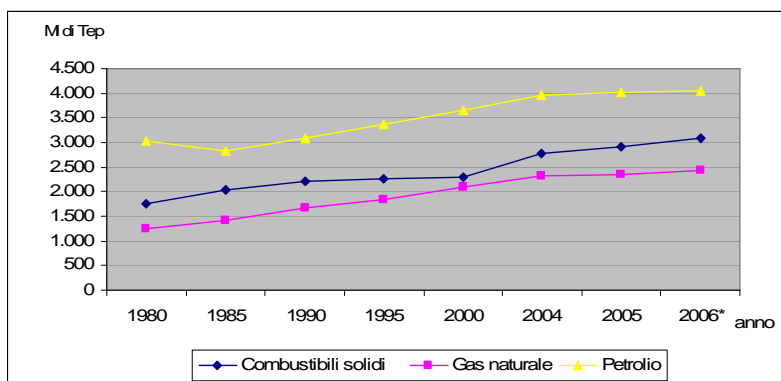
³ Si rende opportuna una distinzione tra *energia primaria*, ossia quella precedente alla trasformazione (petrolio, carbone, uranio, sole, vento), ed *energia secondaria*, ossia quella in trasformazione (energia elettrica in centrale, calore in centrale).

Figura 1.2 – Trend di crescita dei consumi di energia primaria nel Mondo (in migliaia di Toe)



Fonte: IEA

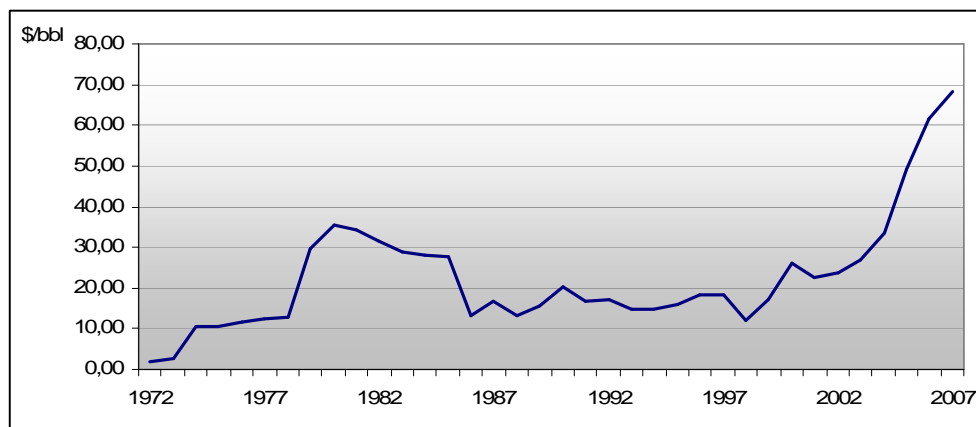
Figura 1.3 – Consumi energetici mondiali per fonte fossile 1980-2006 in Ml di tep



(*) stime ENI

Fonte: nostra elaborazione su dati Unione Petrolifera (2008)

Figura 1.4 – Andamento prezzo del greggio tra 1972-2007 (in US\$ per barile)



Fonte: nostra elaborazione su dati Unescap (2008)

Alla luce degli attuali trend di crescita, sia nella produzione che nel consumo di energia nelle diverse aree del mondo, gli scenari futuri prospettano che i combustibili fossili continueranno ad essere la principale fonte di energia. Più precisamente, l'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) nel rapporto 2008 stima che entro il 2050 un incremento del 70% della domanda di petrolio e del 130% delle emissioni di CO₂, ferme restando le politiche attualmente in atto e in assenza di restrizioni per gli approvvigionamenti di risorse a scala mondiale.

Si impone, dunque, un ripensamento del sistema su scala globale tale da incidere positivamente sull'*efficienza energetica* (misurato in termini di *Intensità Energetica*)⁴, che rappresenta oggi uno dei principali parametri di riferimento per fissare gli obiettivi di risanamento ambientale attraverso la riduzione di emissioni inquinanti in atmosfera. Partendo dal presupposto che l'energia sia elemento imprescindibile per garantire lo sviluppo e quindi il benessere della società, molti studiosi hanno osservato che all'aumentare dei redditi diminuisce l'Intensità Energetica (IE) per effetto della diffusione di tecnologie più efficienti (Brown, Flavin, French, 2001). Tuttavia, a fronte degli attuali scenari, emerge piuttosto che "il miglioramento del rapporto fra l'energia consumata e il PIL prodotto non è sufficiente a testimoniare un effettivo miglioramento energetico dei processi di produzione industriale né una maggior efficienza energetica del sistema globale" (Tinacci Mossello, 2008, p.221). Questo aspetto è testimoniato proprio dal sistema energetico italiano, nell'ambito del quale si registra una bassa IE a fronte tuttavia di un livello di efficienza energetica tutt'altro che confortante rispetto ai trend di altri paesi europei (cfr. § 4). Nell'attuale scenario di riferimento l'IE assume dunque un significato che va in direzione di un disallineamento tra ricchezza prodotta e consumi energetici, propendendo piuttosto verso una utilizzazione più

⁴ L'Intensità Energetica (IE) è data dal rapporto tra la ricchezza prodotta in un Paese (PIL) e il consumo di energia (E), da cui deriva la relazione proporzionale $IE=E/PIL$.

efficiente dell'energia. Ciò implica la necessità di una riconversione del modello energetico alla base dell'attuale sistema economico mondiale puntando sulla produzione di energia 'alternativa' e, dunque, massimizzando l'uso delle risorse rinnovabili.

2. Le energie rinnovabili: opportunità e criticità

La distinzione tra fonti rinnovabili e non è legata essenzialmente ad una valutazione circa il tempo necessario per rigenerarle e renderle nuovamente disponibili per l'uso. Secondo tale accezione si considerano fonti energetiche rinnovabili tutte quelle diverse dalle fonti fossili e nucleari, che si caratterizzano sia per i tempi di rigenerazione nettamente superiori a quelli di consumo oltre che per la loro esauribilità in termini di stock disponibili sul pianeta.

Tale differenziazione è sancita sul piano legislativo a scala europea dall'art. 2 della direttiva 2001/77/CE, in cui si chiarisce che per fonti energetiche rinnovabili si intendono “le fonti energetiche non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse⁵, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas). La stessa definizione e l'intera normativa in materia è stata recepita in Italia dal decreto legislativo n. 387/2003, che all'art. 17 fornisce un'elencazione delle fonti non annoverate come rinnovabili:

- le fonti assimilate alle fonti rinnovabili, secondo quanto previsto dalla legge n. 10 del 9 gennaio 1991/10⁶ (norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di un uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia);
- i beni, i prodotti e le sostanze derivanti da processi il cui scopo primario sia la produzione di vettori energetici o di energia;
- i prodotti energetici che non rispettano le caratteristiche definite nel P.C.M. 8 marzo 2002 circa le caratteristiche merceologiche dei combustibili aventi rilevanza ai fini dell'inquinamento atmosferico e le caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione.

A tal proposito, occorre specificare che la normativa comunitaria e nazionale considera elettricità da fonti rinnovabili:

⁵ L'art. 2 del d.lgs. 387/2003, coerentemente con quanto previsto dalla direttiva 2001/77 (art. 2, lett. a), chiarisce che “per biomassa si intende la parte biodegradabile dei prodotti rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”.

⁶ Sono considerate fonti di energia assimilate alle fonti rinnovabili “la cogenerazione (produzione combinata di energia elettrica o meccanica e di calore), il calore recuperabile nei fiumi di scarico e da impianti termici, elettrici e da processi industriali, nonché le altre forme di energia recuperabile in processi, in impianti e in prodotti, ivi compresi i risparmi di energia conseguibili nella climatizzazione e nella illuminazione degli edifici con interventi sull'involucro edilizio e sugli impianti” (art. 1, co 3, L. 1991/10).

- l'elettricità prodotta da impianti alimentati esclusivamente con fonti energetiche rinnovabili;
- l'elettricità prodotta nelle centrali ibride 'imputabile' a fonti rinnovabili (la cui produzione è calcolata sulla base delle direttive di cui all'art. 11 del d.lgs. n. 79/1999);
- l'elettricità ottenuta da fonti rinnovabili e utilizzata per riempire i sistemi di stoccaggio (senza tener conto dell'elettricità ottenuta da tali sistemi).

Il dibattito sull'utilizzo delle fonti energetiche alternative è stato ravvivato di recente da una serie di fattori ed eventi – dagli impegni assunti dalle agende internazionali agli allarmi scaturiti dal *Global Warming*⁷ e dal 'caro petrolio' registrato nel corso del 2008 – che hanno messo in luce potenzialità e criticità connesse al rilancio di un nuovo paradigma energetico, non più incentrato sull'uso degli idrocarburi. È emerso in modo evidente che i maggiori costi degli approvvigionamenti energetici, strettamente correlati alla forte dipendenza dalle fonti fossili, mettono sempre più a rischio sia la stabilità economica dei Paesi consumatori sia i delicati equilibri dell'ecosistema a scala mondiale. Ciò ha reso sempre più appetibile il mercato delle fonti rinnovabili (figura 2.1), stimolando crescenti investimenti volti ad incrementare la produzione di energia termica ed elettrica, nonché carburanti attraverso:

- l'energia solare diretta termica e fotovoltaica (derivante dai flussi di radiazioni solari);
- l'energia eolica (che sfrutta l'energia del vento per produrre elettricità),
- l'energia da biomasse (prodotta negli impianti di conversione da materiali organici);
- l'energia geotermica, dai gradienti termici e dai movimenti del mare (che invece sfruttano rispettivamente il calore naturale della Terra, i gradienti termici e il moto ondoso del mare).

⁷ Il fenomeno del Global Warming è riconducibile all'innalzamento delle temperature per effetto di una eccessiva immissione di gas serra nell'atmosfera, considerata una tra le principali cause del cambiamento climatico del pianeta, in parte dovuto a cause naturali e in parte alle attività antropiche degli ultimi secoli ad alto impatto ambientale.

Figura 2.1 – Fonti energetiche alternative, impianti utilizzati e output prodotti

FONTI ENERGIA	IMPIANTO	OUTPUT
Solare	Fotovoltaico Fototermoelettrico	Elettricità Calore
Eolica	Aereogeneratori	Elettricità
Geotermica	Geotermoelettrico	Calore
Idraulica	Idroelettrico	Elettricità
Maremotrice Moto ondoso	Marino	Elettricità
Biomassa	Termoelettrico	Elettricità

Fonte: nostra elaborazione

Occorre precisare, tuttavia, che soltanto una minima percentuale della produzione energetica a livello globale attualmente è riconducibile all'utilizzo di fonti di energia rinnovabili: nel 2006 ha raggiunto una quota pari al 18,6% della produzione elettrica, con un aumento percentuale del 4,7%; in tal senso, il maggior apporto è dato dall'idroelettrico, che rappresenta l'89% delle energie rinnovabili complessivamente utilizzate, seppur con un tasso di crescita rispetto all'anno precedente piuttosto contenuto (+4%). Molto interessante appare invece il trend relativo all'utilizzo di fonti alternative come l'eolico e il solare, cresciuti rispettivamente di 11 volte e 6 volte tra il 1996 e il 2006, sebbene il valore della produzione in termini assoluti si attesti ancora a livelli minimi rispetto alle fonti fossili (Enea, 2008a).

Restano ancora alte, di fatto, le barriere di natura tecnica, commerciale e burocratica per la diffusione di modelli energetici incentrati sull'uso di fonti rinnovabili, riducendo così la loro competitività sul mercato; l'opportunità di produrre energia minimizzando le emissioni inquinanti e superando il limite dell'esauribilità delle fonti si scontra ancora oggi con una serie di limiti oggettivi, tra cui l'intermittenza del flusso di radiazioni solari e la difficoltà di stoccaggio, nonché la minore densità energetica dell'irraggiamento e del vento, che risulta essere nettamente inferiore rispetto a quella del petrolio e del carbonio⁸. Inoltre, la raccolta e la trasformazione di energia da fonte rinnovabile richiede mezzi molto più ingombranti e costosi rispetto a quelli impiegati per il petrolio e il carbone (Bartolazzi, 2006). Si sollevano dunque

⁸ Soltanto per l'energia idroelettrica si prospetta la possibilità di produrre energia a prezzi competitivi nonostante la bassa densità unitaria. Basti pensare che un metro quadrato di superficie del bacino imbrifero produce meno di un metro quadrato di fotovoltaico (Bartolazzi, 2006).

perplessità in merito all'occupazione di spazio richiesto per lo sviluppo di impianti che utilizzano fonti rinnovabili: la creazione di parchi eolici o l'installazione di pannelli fotovoltaici (tranne nel caso in cui riguardino le superfici degli edifici) richiede spazi di rilevante estensione laddove si voglia raggiungere una produzione energetica complessiva tale da superare la soglia minima dell'autosufficienza. Questo comporta, in molti casi, una profonda modificazione del paesaggio, andando ad alterare l'originario habitat e i naturali equilibri del microambiente in cui tali tecnologie vengono impiantate.

Occorre poi considerare la difficoltà di programmare e immagazzinare l'energia prodotta da fonti rinnovabili, in parte superata dalla possibilità di cedere alla rete l'energia prodotta in eccesso rispetto a quella utilizzata in loco.

A fronte delle tecnologie attualmente in uso, inoltre, si sottolineano spesso gli elevati costi e i bassi rendimenti degli impianti disponibili, rilevando che, data la forte incidenza dei costi fissi degli impianti e dell'aleatorietà della quantità di energia producibile da fonti energetiche alternative, viene meno la convenienza ad investire nel campo delle energie rinnovabili in assenza di incentivi pubblici.

In merito alla convenienza economica nell'uso di fonti rinnovabili, si evidenzia come in realtà il costo delle energie rinnovabili risulterebbe già concorrenziale se si considerassero le esternalità negative da incorporare nel costo di produzione alle fonti fossili. Questo aspetto è stato indagato già a partire dalla prima metà del secolo scorso da *Pigou* (1920), che ipotizza l'intervento politico da parte dello Stato per riparare al "fallimento" del mercato tassando chi produce esternalità negative (a fronte delle quali il costo sociale della produzione risulta maggiore di quello sostenuto effettivamente dai produttori)⁹. È pur vero, tuttavia, che il costo derivante da esternalità negative non è di facile quantificazione giacché si presta a calcoli arbitrari; ciò non rende di facile applicazione tale sistema di tassazione, da cui potrebbero scaturire elevati costi di gestione oltre che effetti negativi per i mercati collegati alle esternalità positive¹⁰.

⁹ Secondo *Pigou* lo strumento per raggiungere l'equilibrio socialmente ottimale è una tassa sulla produzione (il cd. principio "Polluters Pay Principle" - *Levèque*, 1996; *Dommen* 1993 - noto in Italia come "Inquinatore-Pagatore"), tale per cui occorre calcolare per ogni unità prodotta anche il costo sostenuto dai terzi danneggiati dagli agenti inquinanti che scaturiscono dall'attività produttiva. Più precisamente l'imposta *pigouviana* è pari al prezzo del danno marginale prodotto dall'esternalità.

¹⁰ Un'esperienza in tal senso nel contesto italiano è la *Carbon -Tax*, tassa applicata sull'utilizzo del carbone, prevista dall'art. 8, comma 7 della L. 448/1998 (successivamente abrogata dall'art. 7 del d.gs 2 febbraio 2007 n.26), sostituita dal 2007 dall'accisa sul carbone, secondo quanto disposto dall'art.21, comma 2 lett. h e comma 9 del d.lgs. n.504/1995. di recente è stata inoltre introdotta la *Robin-Tax*, che corrisponde all'addizionale del 5,5% all'IRES, introdotta dall'art. 81, comma 16 e 17 del d.l. 25 giugno 2008 n.112 a carico di tutti i produttori di energia elettrica diversi da quelli che operano mediante l'impiego prevalente di biomasse e di fonte solare-fotovoltaica o eolica.

È evidente, dunque, che la sfida tra fonti rinnovabili e non, in termini di competitività, si gioca sul piano tecnologico, dovendo puntare a soluzioni innovative che permettano di superare le criticità connesse all'uso di fonti energetiche rinnovabili, sia sul piano tecnico che economico. È altrettanto importante sottolineare che l'affermazione di un modello energetico alternativo passa anche e soprattutto attraverso un radicale cambiamento culturale, giacché la scarsa informazione in tema di energia da parte dei consumatori non opportunamente sensibilizzati e la resistenza all'innovazione da parte del mondo imprenditoriale, rende lento e difficoltoso il passaggio verso un sistema energetico alternativo. Sebbene non sia ipotizzabile la completa sostituzione delle fonti alternative ai combustibili fossili (per le ragioni su esposte), è indubbio che una maggiore incidenza delle energie rinnovabili nel mix energetico dei singoli Paesi possa contribuire non soltanto a migliorare l'equilibrio ambientale della bilancia commerciale a livello nazionale, ma anche a rafforzare e diffondere una cultura basata sui principi di sostenibilità ed efficienza energetica.

Le stesse pubbliche amministrazioni, a cui è assegnato il compito di avviare efficaci e incisive campagne informative rivolte alla cittadinanza per il risparmio energetico e un uso razionale delle risorse, spesso evidenziano limiti tecnici e temporali che non consentono di avviare una politica efficace di lungo periodo che vada al di là dei vincoli di mandato assegnato¹¹.

¹¹ Agenda 21 ha previsto esplicitamente l'impegno da parte degli enti pubblici affinché venga avviato un confronto con la cittadinanza oltre che con il tessuto imprenditoriale per implementare un piano di azione improntato a principi di sostenibilità energetica a scala locale.

3. La questione energetica a scala globale ed europea

Il crescente interesse manifestato a scala mondiale in tema di energia ha indotto una significativa evoluzione della politica globale, attualmente orientata alla riduzione della dipendenza da fonti non rinnovabili, all'incentivazione di un uso sostenibile delle fonti rinnovabili e all'abbattimento delle emissioni di carbonio.

Già a partire dalla Conferenza delle Nazioni Unite sull'Ambiente Umano¹², svoltasi a Stoccolma nel 1972, si è posto l'accento sui danni causati da un modello di sviluppo non sostenibile per le generazioni future, tant'è che da allora si assiste al susseguirsi di accordi e protocolli vincolanti per i Paesi firmatari, volti ad individuare obiettivi da perseguire su scala globale a tutela dell'ambiente pur nel rispetto della sovranità delle singole nazioni.

Con riferimento al contesto europeo, la promozione delle fonti rinnovabili viene assunta come obiettivo prioritario dalla Comunità Europea sin dal 1986 attraverso la risoluzione del consiglio del 16 settembre 1986 (confermati nella raccomandazione del 9 luglio 1988) nell'ambito della quale è stata delineata la nuova politica energetica da attuare entro il 1995. Un importante impegno in favore della sostenibilità energetica assunto dall'UE è la sottoscrizione del Protocollo di Kyoto nel 1997 (entrato in vigore soltanto nel 2005)¹³ con il quale vengono introdotti obiettivi quantitativi di riduzione di emissioni inquinanti¹⁴ da parte dei Paesi industrializzati, secondo principi di responsabilità 'differenziata'. In particolare, l'obiettivo assunto dai 15 Paesi facenti parte dell'UE a quella data è stato la riduzione dell'8% delle emissioni inquinanti rispetto ai livelli del 1990 entro il 2012. La strategia perseguita a scala globale, infatti, prevede due distinte fasi, la prima delle quali ha come orizzonte

¹² In tale occasione si introduce il concetto di '*sviluppo sostenibile*', successivamente rielaborato dalla World Commission on Environment and Development (WCED) nel Rapporto Brundtland del 1987, definendolo "uno sviluppo che soddisfa i bisogni del presente senza compromettere la possibilità delle generazioni future di soddisfare i propri bisogni" (WCED, 1988).

¹³ Il protocollo di Kyoto è il documento redatto nell'ambito della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici del 1997, attraverso cui i Paesi firmatari si sono impegnati a ridurre le principali emissioni di gas serra nel periodo compreso tra il 2008 e il 2012 rispetto ai livelli del 1990. L'accordo del 1997 prevedeva l'entrata in vigore del protocollo a partire dal 90° giorno successivo alla ratifica del 55° paese tra i 194 sottoscrittori dell'accordo originario, purchè a tale percentuale corrisponda il 55% delle emissioni globali di gas serra. Solo dopo la ratifica della Russia nel 2004 è stato superato il limite del 55% rendendo così operativo l'accordo.

¹⁴ I gas serra che i firmatari del Protocollo di Kyoto si sono impegnati a ridurre sono: anidride carbonica (CO₂), Metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O), idrofluorocarburi (HFC), per fluorocarburi (PFC), esafluoruro di zolfo (SF₆).

temporale il 2012 e coinvolge esclusivamente i paesi industrializzati, definendo modalità e quantità di gas serra da ridurre nel rispetto degli interventi definiti nel Protocollo di Kyoto. La fase successiva coinvolgerà anche i Paesi in ritardo di sviluppo che, a partire dal 2012, dovranno impegnarsi assieme alle maggiori potenze industriali per risanare gli squilibri ambientali provocati dalle emissioni inquinanti in atmosfera¹⁵. In particolare, per i Paesi in Via di Sviluppo sono previste ‘azioni di mitigazione’ sostenute dai Paesi sviluppati attraverso tecnologie, finanziamenti e percorsi di capacity building.

L’obiettivo globale assunto dall’UE, corrispondente ad una riduzione del 20% rispetto al 1990 delle proprie emissioni climalteranti entro il 2020 (tabella 3.1), è stato ripartito tra gli Stati membri in base ad un accordo di condivisione degli oneri denominato *Burden Sharing Agreement* (decisione 2002/358/Ce del Consiglio del 25 aprile 2002).

¹⁵ Un segnale positivo che attesta la crescente attenzione che le agende politiche stanno attualmente riservando a tale tematica è emerso nel corso della conferenza di Bali, nel dicembre 2007, con l’adesione alla Roadmap da parte degli Stati Uniti (che a suo tempo rifiuto di sottoscrivere il protocollo di Kyoto per non penalizzare il sistema produttivo statunitense) e dei Paesi ad economia emergente Cina e India, che con le loro produzioni altamente impattanti dal punto di vista ambientale influiscono significativamente sul totale delle emissioni inquinanti emesse in atmosfera.

Tabella 3.1 – Obiettivi vincolanti per gli Stati Membri nel 2020

Paesi membri UE	Obiettivo in termini di riduzione nei settori Non ETS rispetto al 2005	Quote di energia da fonti rinnovabili nella domanda effettiva di energia entro il 2020
AT	-16.0%	34%
BE	-15.0%	13%
BG	20.0%	16%
CY	-5.0%	13%
CZ	9.0%	13%
DK	-20.0%	30%
EE	11.0%	25%
FI	-16.0%	38%
FR	-14.0%	23%
DE	-14.0%	18%
EL	-4.0%	18%
HU	10.0%	13%
IE	-20.0%	16%
IT	-13.0%	17%
LV	17.0%	42%
LT	15.0%	23%
LU	-20.0%	11%
MT	5.0%	10%
NL	-16.0%	14%
PL	14.0%	15%
PT	1.0%	31%
RO	19.0%	24%
SK	13.0%	14%
SI	4.0%	25%
ES	-10.0%	20%
SE	-17.0%	49%
UK	-16.0%	15%

Fonte: <http://ec.europa.eu/>

Uno degli strumenti attuativi della strategia della Commissione per l'attuazione del Protocollo di Kyoto è rappresentato dal *Programma Europeo per il Cambiamento Climatico (ECCP)*, varato nel marzo 2000, nell'ambito del quale si delinea un sistema per lo scambio dei diritti di emissione di gas ad effetto serra, meccanismo denominato "*Emission Trading Scheme*" (ETS) e istituito dalla direttiva 2003/87/Ce del Parlamento Europeo e del Consiglio. Secondo quanto previsto dalla Direttiva, tale sistema di ripartizione suddivide il target generale tra i singoli stati membri (tab. 3.1), operando la distinzione tra settore ETS e non ETS¹⁶. La Direttiva stabilisce che l'assegnazione delle quote agli impianti afferenti al settore ETS spetta ai singoli stati europei, attraverso puntuali Piani di Allocazione Nazionale (PAN) approvati dalla Commissione. Per il settore non ETS, invece, l'assegnazione avviene sulla base di misure definite a scala nazionale.

Tuttavia, a fronte delle criticità evidenziate da tale meccanismo istituito a livello europeo, è stata proposta una nuova direttiva per apportare delle correttive al sistema di ripartizione e raggiungere così l'obiettivo "nel rispetto del principio di equità e di minimizzazione dei costi per l'economia dell'Unione tenendo in considerazione le conseguenze sulla competitività internazionale, l'occupazione e la coesione sociale" (Enea, 2008b, pag. 9).

Tale proposta rientra nel pacchetto legislativo inerente il settore energetico e la lotta ai cambiamenti climatici, approvato dal Parlamento europeo nel dicembre 2008, a seguito delle misure presentate dalla Commissione europea nel gennaio 2008 (com/2008/019), introducendo così un nuovo piano di azione comunitario, il cosiddetto '*pacchetto 20-20-20*'; nell'ambito della politica energetica europea, dunque, il 2020 rappresenta l'orizzonte temporale entro cui raggiungere tre obiettivi prioritari:

- ridurre del 20% le emissioni di gas serra;
- aumentare del 20% l'efficienza energetica attraverso una riduzione dei consumi;
- produrre una quota pari al 20% di energia da fonti rinnovabili rispetto al totale delle fonti primarie utilizzate nell'ambito dell'Ue. Per quanto riguarda i biocarburanti, almeno il 10% del consumo totale di consumi di benzina e gasolio per autotrazione nell'ambito dell'Ue dovrà provenire da fonti rinnovabili.

¹⁶ Il settore ETS include gli impianti industriali individuate dalla direttiva (tra cui raffinerie, termoelettrico e altri impianti di combustione, impianti siderurgici, impianti per la produzione di cemento, mattoni, vetro, ceramica, carta, ecc.). Il nuovo pacchetto legislativo, atto a riformare il meccanismo ETS, prevede l'allargamento dei settori inclusi nell'ETS tra cui aviazione e petrolchimico, nonché l'inserimento di nuovi gas climalteranti quali gli ossidi di azoto e i perfluorocarboni. Il settore non ETS contempla in via residuale i settori esclusi dalla direttiva (e dunque agricoltura, trasporti, servizi civili).

Come già accennato, alcune delle novità¹⁷ previste dalla normativa riguardano il meccanismo di regolazione per i settori ETS che avverrà a livello sovranazionale e non più attraverso la redazione del PAN da parte dei singoli Stati membri; si prevede, inoltre, una ripartizione degli oneri a livello nazionale per i settori non ETS in funzione del PIL nazionale, nonché una suddivisione degli obiettivi differenziati per singolo stato membro finalizzato allo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Il trasferimento alla Commissione della definizione dei tetti alle emissioni e dei criteri di allocazione risponde alla necessità di superare il limite posto ad oggi da alcuni Stati membro che hanno definito regole di allocazione secondo una logica protezionista nei riguardi del sistema imprenditoriale nazionale, creando forti disparità nel sistema di ripartizione degli oneri. La nuova borsa dei permessi di emissione, previsto in sostituzione del sistema di scambio di quote di CO₂ (ETS), prevede dunque un registro unico delle emissioni a livello comunitario in cui assegnare i permessi a pagamento in base ad aste annuali che consentiranno di stabilire il prezzo di mercato per tonnellata di gas serra emessa.

Il nuovo pacchetto legislativo promosso dalla Commissione Europea mira a rendere più flessibile e operativo il mercato delle tecnologie e dei servizi energetici alternativi. Ci si affida ai meccanismi di mercato per puntare ad un'efficiente allocazione dei costi e alla massimizzazione dei benefici economici e sociali. I prezzi, infatti, dovrebbero scaturire dall'incontro tra domanda e offerta di tecnologie e servizi energetici a basso contenuto di carbonio attraverso gli scambi sui mercati relativi ai certificati di emissione e del commercio di energia rinnovabile (D'Orazio, 2008).

A differenza di quanto disposto dalla Direttiva 87/2003, che nella fase 2008-2012 stabilisce di consegnare a titolo gratuito almeno il 90% dei permessi, il nuovo piano legislativo prevede che, a partire dal 2013, l'assegnazione gratuita di permessi non venga più a dipendere dalle emissioni storiche bensì da criteri tesi a remunerare operatori e tecnologie virtuose sotto il profilo della sostenibilità ambientale. Si contempla, inoltre, l'esenzione di alcuni settori 'energy intensive' dall'acquisto oneroso dei permessi per non danneggiarli sotto il profilo della competitività a scala internazionale. E proprio sul piano della competitività la Commissione dovrà intervenire introducendo misure compensative per evitare che l'obiettivo comunitario di riduzione del 20% di emissioni al 2020 penalizzi le imprese europee a fronte di sistemi imprenditoriali afferenti ai paesi non firmatari del protocollo di Kyoto (e come tali non soggetti ad alcun vincolo in materia di emissioni inquinanti). A tal proposito, l'accordo siglato a dicembre del 2008 prevede la possibilità di

¹⁷ Tra le proposte presentate, si delinea anche il quadro giuridico per l'incentivazione della ricerca e l'applicazione di nuove tecnologie per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ attraverso l'immagazzinamento in depositi geologici o sui fondali degli oceani.

innalzare la soglia di riduzione delle emissioni al 30% entro il 2020 laddove dovesse essere siglato un accordo internazionale che stabilisca anche per altri paesi industrializzati l'assunzione delle medesime responsabilità nell'ambito di una politica energetica globale condivisa.

In definitiva, nel periodo 2013-2020 si prevede che la quota di abbattimento delle emissioni sarà del 21% per il settore ETS e del 10% per il settore non ETS rispetto al 2005, per una soglia complessivamente pari al 14% delle emissioni rispetto al livello del 2005, che di fatto corrisponde ad una riduzione del 20% rispetto alla soglia registrata nel 1990.

4. La questione energetica in Italia e il ruolo degli enti locali nello sviluppo delle FER

In relazione agli impegni assunti nell'ambito del Protocollo di Kyoto, molti dei Paesi firmatari risultano essere in forte ritardo rispetto gli obiettivi nazionali da raggiungere entro il 2010 (Com, 2004)¹⁸. Tra questi è da annoverare l'Italia che, nonostante gli interventi posti in essere sul piano politico e normativo per un progressivo allineamento con la strategia perseguita a livello comunitario, registra un significativo gap rispetto ad altri paesi europei, evidenziando un impegno poco incisivo per la promozione di fonti energetiche rinnovabili. Il considerevole ritardo accumulato rispetto agli obiettivi di Kyoto e allo sviluppo di un sistema orientato alla produzione di 'energia pulita' rende infatti oneroso e impegnativo il raggiungimento del limite fissato per l'Italia nell'ambito 'Burden Sharing System'. In particolare, l'Italia ha un obiettivo di riduzione dei gas serra pari al 13% per i settori non assoggettati alla direttiva *Emission Trading* (settori non ETS, quali agricoltura, servizi, trasporti e residenziale) rispetto ai valori del 2005. Per ciò che attiene l'utilizzo di energia da fonti rinnovabili, invece, l'obiettivo nazionale corrisponde al 17% dei consumi nazionali entro il 2020, secondo un criterio di ripartizione basato sul reddito pro capite. L'Italia, tuttavia, anziché ridurre le proprie emissioni inquinanti, le ha viste crescere del 12,1% nel 2006 rispetto alla soglia registrata nel 1990, collocandosi così al terzo posto tra i Paesi con il maggior livello di gas climalteranti in Europa (Legambiente, 2008).

La performance negativa dell'Italia nel corso dell'ultimo decennio stupisce se si pensa al ruolo centrale svolto dal Paese già a partire dai primi anni Ottanta del secolo scorso, sostenendo l'impiego di fonti rinnovabili attraverso la predisposizione del Piano Energetico Nazionale nel 1981 e la concessione di finanziamenti in conto capitale per incentivare il ricorso a fonti energetiche alternative.

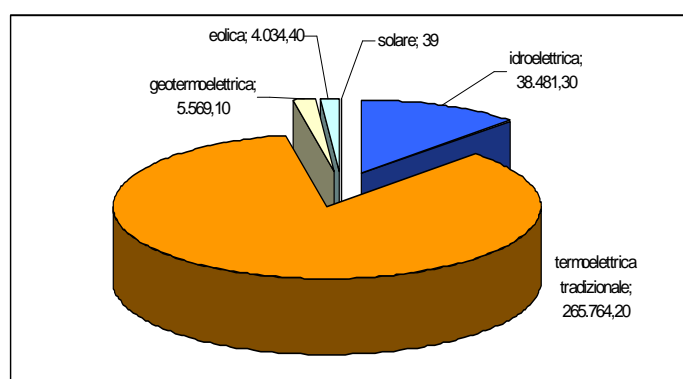
Al di là del significativo apporto dell'idroelettrico alla generazione di energia da fonti rinnovabili (figura 4.1), la produzione energetica da altre fonti alternative copre appena l'8,3% del fabbisogno nazionale, nonostante i consistenti margini attuali: tra il 2000 e il 2007 si è registrato un significativo aumento dell'elettricità prodotta da fonte eolica (+427%), da biomasse (+364%) e da fotovoltaico (+124%), nonché della produzione termica da energia solare (+140%) (Legambiente, 2008).

¹⁸ Comunicazione "The share of renewable Energy in the EU", 2004.

Resta fermo che il fabbisogno energetico¹⁹ continua ad essere soddisfatto prevalentemente ricorrendo all'importazione di fonti dall'estero (figure 4.2 e 4.3), in particolare: petrolio da Libia, Russia, Iran, Arabia Saudita; metano da Siberia, Algeria, Libia, Mare del Nord; carbone dalla Cina; energia elettrica da Francia (in minima parte da fonte nucleare), Svizzera, Slovenia (Pellegrini, 2009; Bartolazzi 2006). Occorre anche dire che il prevalente ricorso a risorse energetiche importate dall'estero fa sì che il costo dell'energia elettrica (al netto della tassazione) destinata al consumo sia mediamente più elevato rispetto ad altri Paesi europei che possono vantare una politica energetica più efficiente.

Parte dell'energia primaria di importazione è destinata ad essere convertita in energia elettrica e impiegata per il 50% nel settore secondario e, in misura inferiore, nel settore terziario (27%), nel settore agricolo (2%) e per usi civici (21%) (fig. 4.4).

Figura 4.1 – Energia prodotta in Italia per fonte nel 2007 (in GWh)



* escluse stime fotovoltaici (MSE – Enea)

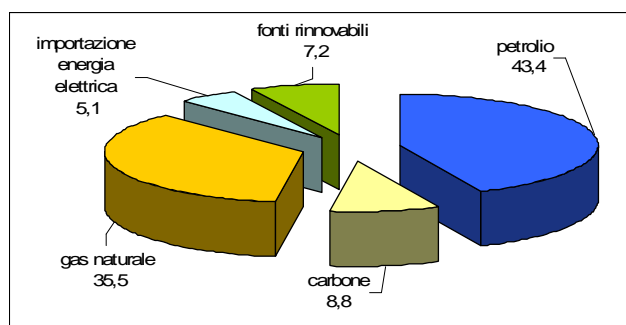
Fonte: nostra elaborazione su dati Terna, 2008

¹⁹ La **produzione lorda di energia elettrica** di un insieme di impianti di generazione, in un determinato periodo, è la somma delle quantità di energia elettrica prodotta misurate ai morsetti dei generatori elettrici. La **produzione netta di energia elettrica** di un insieme di impianti di generazione, in un determinato periodo, è la somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate in uscita dagli impianti, deducendo cioè la quantità di energia elettrica destinata ai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale).

L'**energia richiesta su una rete**, in un determinato periodo, è la produzione destinata al consumo meno l'energia elettrica esportata più l'energia elettrica importata. L'energia elettrica richiesta è anche pari alla somma dei consumi di energia elettrica presso gli utilizzatori ultimi e delle perdite di trasmissione e distribuzione.

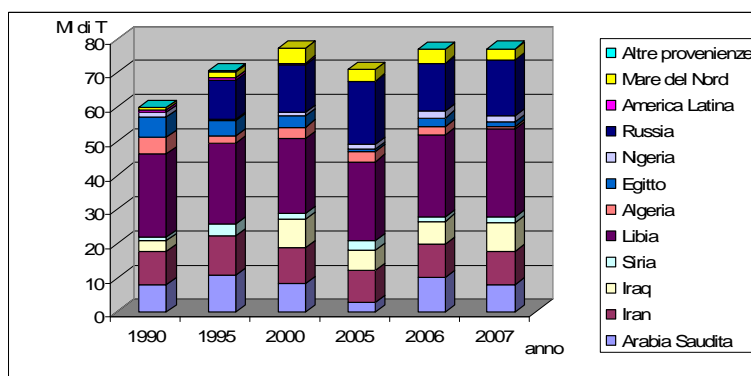
Il *consumo interno lordo di energia elettrica* è uguale alla produzione lorda di energia elettrica più il saldo scambi con l'estero. Più in generale, il *consumo interno lordo di energia* è dato dalla somma dei quantitativi di fonti primarie prodotte, di fonti primarie e secondarie importate e dalla variazione delle scorte di fonti primarie e secondarie presso produttori e importatori, diminuita delle fonti primarie e secondarie esportate. Il *consumo finale di energia*, invece, è dato dal consumo interno lordo di energia diminuito del consumo del settore energetico; quest'ultimo include le relative variazioni delle scorte.

Figura 4.2 – Disponibilità di energia in Italia per fonte nel 2006 (in %)



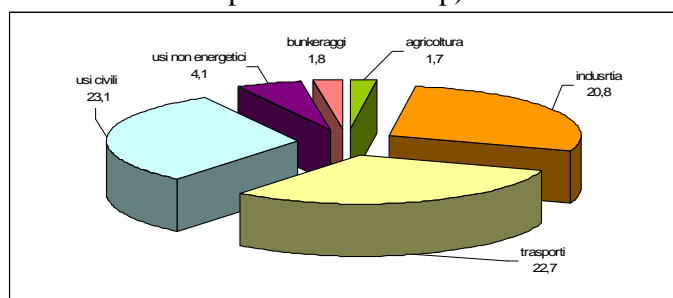
Fonte: nostra elaborazione su dati Ministero dello Sviluppo Economico

Figura 4.3 – Importazione di petrolio per area di provenienza nel 2007 (in Milioni di Tonnellate)



Fonte: nostra elaborazione su dati Ministero dello Sviluppo Economico

Fig. 4.4 – Consumi energetici in Italia per settori di utilizzo nel 2006 (in % e per Milioni di Tep)

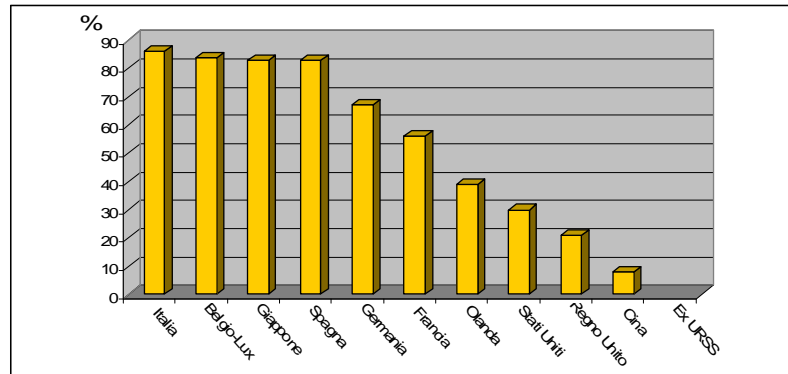


Fonte: nostra elaborazione su dati Ministero dello Sviluppo Economico

È evidente, quindi, che la scarsità di materie prime e di giacimenti di combustibile pone l'Italia in una delicata posizione per l'approvvigionamento energetico (figura 4.5), soprattutto in virtù della crescita dei consumi nazionali di energia elettrica negli ultimi anni (figure 4.6 e 4.7), nonostante i bassi livelli di IE rispetto al Pil prodotto nell'ambito dei Paesi OCSE. Dato quest'ultimo che non può essere letto positivamente in termini di efficienza energetica,

essendo piuttosto legato al minor fabbisogno energetico derivante da un insieme di cause concomitanti (condizioni climatiche favorevoli, produzione industriale orientate ad attività ad alto valore aggiunto e verso settori a minor intensità energetica, bassi livelli di redditi pro capite medio, prezzi elevati dell'elettricità)²⁰.

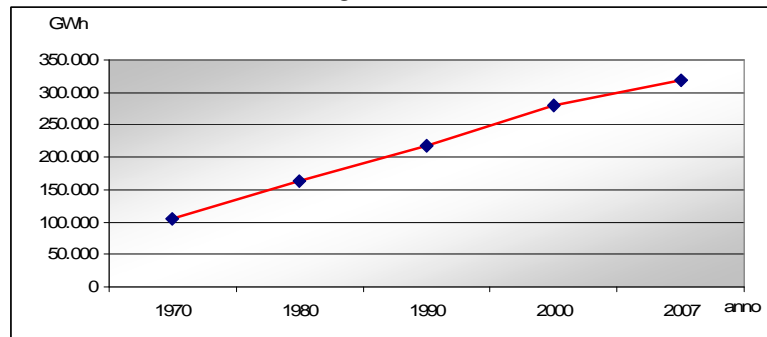
Figura 4.5 – Percentuale di dipendenza energetica dall'estero nel 2006 (*)



(*) dati non coincidenti con quelli forniti dalle statistiche per diversa metodologia di calcolo

Fonte: nostra elaborazione su dati BP Statistical Review

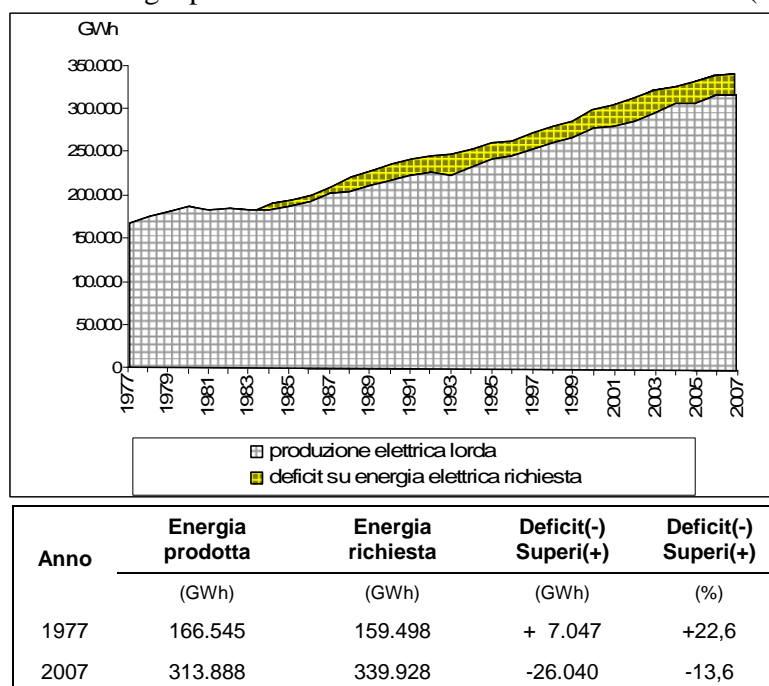
Fig. 4.6 – Consumi totali di energia elettrica in Italia (1970-2007) in GWh



Fonte: nostra elaborazione su dati Terna (2008)

²⁰ Gli indicatori di efficienza dell'IEA evidenziano che per conseguire un'unità di PIL l'Italia impiega il 15% in meno dell'energia necessaria alla Spagna, il 20% in meno rispetto alla Germania, il 25% in meno rispetto alla Francia.

Figura 4.7 – Energia prodotta e richiesta in Italia dal 1977 al 2007 (in GWh)



Fonte: nostra elaborazione su dati Terna, 2008

Ciò significa che l'Italia partirebbe da una condizione di vantaggio rispetto ad altre aree geografiche, godendo di una condizione climatica indubbiamente favorevole all'uso di risorse rinnovabili per la produzione di energia pulita, in particolar modo di quelle connesse al sole (dunque fotovoltaico e solare termico), in funzione del potenziale di irraggiamento e dell'indice di ventosità del territorio nazionale.

D'altro canto, occorre tener conto dei vincoli paesaggistici e urbanistici, architettonici e storici che condizionano lo sviluppo delle FER, dovendo considerare la compatibilità tra l'assetto del territorio su cui si interviene e la tipologia di fonti rinnovabili da incentivare, in funzione del potenziale effettivamente accessibile.

La posizione dell'Italia sembra di fatto essere ancora piuttosto rigida di fronte al cambiamento in atto sul mercato globale in tema di energie, dimostrando di non essere ancora pienamente in grado di recepire gli enormi vantaggi che possono scaturire da questa nuova rivoluzione energetica in cui esistono le premesse per svolgere un ruolo strategicamente rilevante su scala sovranazionale.

Atteggiamento questo che pone l'Italia in una condizione di scarsa competitività sul mercato energetico, in parte riconducibile ad una politica di investimento pubblico poco incisiva in materia di energie rinnovabili. Un primo riscontro si ha proprio osservando la performance di altri Paesi europei come Germania, Gran Bretagna e Danimarca in termini di fondi destinati alla ricerca per lo sviluppo di tecnologie avanzate nel settore energetico (tabella 4.1; figura

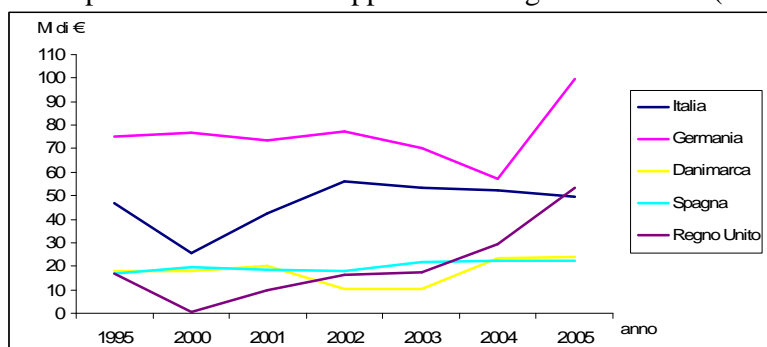
4.8): gli studi condotti evidenziano che, a differenza di quanto avvenuto in altri Paesi europei e nonostante l'ingente volume di finanziamenti destinati al settore, in Italia non si è registrato uno sviluppo significativo delle fonti di energia rinnovabili. La buona performance nel campo delle energie alternative, registrata in Paesi come Germania, Spagna e Danimarca e Finlandia, è attribuibile proprio a politiche di sostegno che garantiscono stabilità nel tempo e meccanismi di incentivazione economicamente convenienti. A ciò si affianca un apparato industriale altamente innovativo e flessibile di fronte ai cambiamenti in atto sul mercato energetico nonché la presenza di un sistema finanziario che ha supportato gli investimenti nel campo delle FER (Nomisma Energia, 2007).

Tabella 4.1 – UE-15 Spese di ricerca e sviluppo nelle rinnovabili (Ml. di €)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Austria	2,15	8,83	7,12	8,48	10,24	10,34	9,76	nd
Belgio	nd	4,15	nd	nd	nd	nd	Nd	nd
Danimarca	9,37	17,88	17,92	20,06	10,28	10,14	23,56	24,06
Finlandia	2,47	6,02	9,28	8,56	10,08	17,58	Nd	nd
Francia	8,81	5,38	14,26	19,2	24,75	nd	Nd	nd
Germania		74,91	76,92	73,29	77,34	70,3	57,08	99,43
Grecia	4,94	3,68	2,09	3,09	3,62	nd	Nd	nd
Irlanda	0,56	nd	nd	nd	0,62	1,59	2,92	2,42
Italia	53,36	46,58	25,58	42,22	56,36	53,31	52,15	49,5
Lussemburgo	nd	0,03	0,39	nd	nd	nd	Nd	nd
Olanda	39,95	25,48	34,95	44,7	46,14	49,62	Nd	nd
Portogallo	2,07	0,61	0,89	0,44	1,34	0,27	1,26	0,8
Regno Unito	32,68	17,04	7,28	9,86	16,46	17,67	29,34	53,52
Spagna	23,23	16,9	19,55	18,27	17,92	22,05	22,53	22,23
Svezia	16,9	12,68	25,48	27,49	25,75	21,05	34,35	12,27

Fonte: Lea, RD&D Budgets (2006)

Figura 4.8 – Spese di ricerca e sviluppo nelle energie rinnovabili (Milioni di €)



Fonte: nostra elaborazione su dati Lea, RD&D Budgets (2006)

Questi stessi fattori, che hanno decretato il successo delle politiche a sostegno delle FER nei Paesi europei più virtuosi, rappresentano di fatto i punti critici della realtà italiana che si scontra con un sistema burocratico eccessivamente lento e complesso laddove la messa in opera di nuovi impianti è soggetta a

tempi autorizzativi di gran lunga superiori rispetto alla media dei paesi europei più efficienti così come risulta difficoltoso l'allacciamento alla rete elettrica nazionale in alcune aree. È evidente che tali criticità non incoraggiano il settore privato ad investire in un settore in cui esistono ancora troppi elementi di aleatorietà ed instabilità.

Per quanto attiene alle politiche di sostegno nel settore delle energie rinnovabili, secondo un recente studio commissionato dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE)²¹, il gap italiano, sembrerebbe essere riconducibili principalmente ai ritardi autorizzativi, a problemi inerenti le reti e ad un quadro normativo incerto (Nomisma Energia, 2007). Uno dei maggiori ostacoli per la competitività del settore energetico in Italia, dunque, sembrerebbe essere più che altro di natura burocratica-amministrativa, prima ancora che tecnica e commerciale.

È pur vero che grandi trasformazioni sono state perseguite su scala nazionale grazie alla liberalizzazione del mercato dell'energia, atto a rappresentare uno stimolo alla razionalizzazione degli usi delle fonti energetiche²². Sembrerebbe, tuttavia, che tali novità legislative non siano state supportate di fatto da una politica energetica a livello centrale atta a garantire un effettivo miglioramento in termini di qualità e di accessibilità del servizio all'utenza. Allo stato attuale, infatti, non si assiste ad una effettiva concorrenza tra operatori, influenzando in primo luogo sul prezzo dell'energia che mantiene i più elevati livelli su scala europea. Inoltre, la pressione fiscale sui prodotti energetici pesa sui consumatori, principalmente su piccole e medie imprese (PMI) che subiscono così un aggravio dei costi aziendali. Tenuto conto del costo più elevato delle FER rispetto alle fonti tradizionali da combustibili fossili, non è ancora ipotizzabile, dunque, un loro effettivo sviluppo senza un sostegno concreto realizzato attraverso sistemi incentivanti e finanziamenti da parte del settore pubblico. È indubbio, dunque, che le istituzioni assumono un ruolo chiave nella promozione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili. Alla luce del processo di decentramento amministrativo in atto, Regioni e le Amministrazioni locali sono chiamate a svolgere un ruolo strategico fondamentale in tema di risparmio energetico e produzione di energia da fonti rinnovabili, secondo quanto previsto peraltro dalla legge 10/91. Tuttavia, ancora oggi tale esigenza si scontra con linee di azione politica aventi orizzonti temporali limitati dalla durata del mandato e competenze tecniche non sufficientemente adeguate e specializzate.

²¹ Il Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) è il soggetto preposto in Italia a ritirare e remunerare l'energia prodotta da impianti di generazione da fonti rinnovabili e assimilate.

²² In attuazione alle direttive europee 96/92/Ce e 98/30/Ce, sono stati emanati in Italia i decreti d.lgs. 16 marzo 1999 n.79 (c.d. decreto Bersani), e d.lgs. 23 maggio 2000 n.164 (cd. decreto Letta), successivamente confluiti nella Legge del 23 agosto 2004 n.239 (c.d. Legge Marzano) sul "Riordino del Settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia". Tali provvedimenti hanno reso possibile l'apertura del mercato dell'energia elettrica e del gas sino ad allora caratterizzato da un regime di monopolio.

5. Il ruolo degli enti locali e suddivisione delle competenze in materia energetica

In ottemperanza al processo di decentramento amministrativo avviato in Italia, il d.lgs 112/98 – che conferisce alle Regioni e agli Enti Locali funzioni e compiti amministrativi in attuazione del Capo I della legge n. 59/97 – ha trasferito in capo alle Regioni e agli Enti Locali competenze anche in materia energetica, riservando allo Stato la definizione delle linee generali in materia di politica energetica nazionale e l'adozione di atti di indirizzo e coordinamento nell'ambito della programmazione energetica regionale. Compete invece alle Regioni la funzione di controllo su alcuni meccanismi di incentivazione nonché il coordinamento dell'attività degli enti locali in tema di risparmio energetico. Infine, spettano agli Enti Locali funzioni relative alla realizzazione di programmi per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico, al controllo di rendimento sugli impianti termici, all'autorizzazione all'installazione e all'esercizio di impianti di produzione energetica.

In particolare, a *livello centrale*, il ruolo della Pubblica Amministrazione si sostanzia nella previsione di incentivi per l'equilibrio economico-finanziario nella produzione di energie rinnovabili e finanziamenti per la realizzazione impianti di produzione, a fronte di costi di produzione e livelli di produttività non ancora confrontabili con quelli dell'energia derivante da combustibili fossili.

In attuazione alla Direttiva 2001/77, che prevede l'obbligo per gli Stati membri di stabilire obiettivi indicativi nazionali di consumo di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili compatibili con gli impegni assunti con il Protocollo di Kyoto, l'Italia ha emanato il d.lgs del 29 dicembre 2003 n. 387, che fissa gli obiettivi nazionali di utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili, sia per quanto riguarda la produzione che il consumo di elettricità, nonché i meccanismi di incentivazione. In merito a questi ultimi, il decreto introduce un elemento di novità rispetto al passato: si passa dal sistema incentivante CIP-6 a quello basato sui Certificati Verdi (CV). Altre importanti modifiche al quadro normativo di riferimento sono state operate con la finanziaria 2008 (legge n. 244/2007) introducendo agevolazioni tributarie, semplificazioni burocratiche, obblighi di installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili (Falcone, 2008), tra cui una diversificazione per fonte del prezzo a titolo di incentivo e la quota obbligatoria, l'introduzione della tariffa omnicomprensiva, quale meccanismo alternativo ai Certificati Verdi, attivabile su richiesta produttore

per gli impianti di potenza non superiore a 1 Mw elettrico e variabile a seconda della fonte (articolo 2, comma 145).

In particolare, il legislatore ha previsto:

- un nuovo regime per i certificati verdi;
- la tariffa per la micro generazione distribuita (denominata *feed-in tariff*);

Il meccanismo di incentivazione dei Certificati Verdi (introdotti dal d.lgs. 77/99)²³ è stato modificato stabilendo che, per il periodo 2007-2012, la quota fissa che i produttori elettrici italiani e gli importatori sono obbligati a immettere in rete, o alternativamente a soddisfare attraverso l'acquisto dei Certificati Verdi, aumenti dello 0,75% all'anno (contro il precedente 0,35%); inoltre, la durata dei Certificati Verdi "venduti" da un impianto di energia rinnovabile è portata a 15 anni (rispetto ai precedenti 12 anni).

È stata inoltre riconosciuta la *feed-in tariff* agli impianti alimentati da fonti rinnovabili per la microgenerazione distribuita, ossia con potenza media annua nominale inferiore ad un MW. Nello specifico, il sistema delle tariffe incentivanti prevede che il gestore della rete paghi al cliente i kilowattora di elettricità prodotti con gli impianti solari a una tariffa garantita; l'incentivo, dunque, è commisurato alla produzione di energia e non alla costruzione dell'impianto come invece previsto dal programma "Tetti fotovoltaici".

Al livello regionale spetta invece la previsione di una regolamentazione che faciliti la realizzazione di impianti ad energia rinnovabile. A seguito del d.lgs 112/98, Capo V, le Regioni hanno emanato le leggi in materia energetica, definendo gli ambiti di competenza regionale in relazione alle linee di indirizzo dello Stato ed ai meccanismi di regolazione del mercato dell'energia elettrica e del gas.

Attualmente, quasi tutte le Regioni si sono adoperate nella definizione e stesura dei Piani energetici (tabella 5.1) e, più recentemente, dei Piani Energetici Ambientali Regionali (PEAR) – previsti dall'art. 5 della legge 10/91 "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" – che, unitamente alla Valutazione Ambientale Strategica (VAS), rappresentano validi ed efficaci strumenti per un'analisi ad ampio spettro delle politiche energetiche e territoriali future, soprattutto alla luce di quanto disposto dal d.lgs. 112/98. Allo stato attuale sono 18 le Regioni italiane che hanno già approvato ufficialmente i PEAR; incluse le Province Autonome di Trento e di Bolzano (tabella 5.2).

²³ I Certificati Verdi vengono emessi dal GSE su richiesta di ogni impianto alimentato da fonti rinnovabili che abbia ottenuto la qualificazione Iafr.

Tabella 5.1 – Piani Energetici-Ambientali Regionali (Pear) adottati in Italia

Regioni	PEAR
Abruzzo	Approvato nel 2004
Basilicata	Approvato nel 2009
Calabria	Approvato nel 2002
Campania	In fase di definizione
Emilia Romagna	Approvato nel 2002
Friuli Venezia Giulia	Approvato dalla G.R. nel 2007
Lazio	Approvato nel 2001
Liguria	Approvato nel 2004
Lombardia	Approvato nel 2003
Marche	Approvato nel 2005
Molise	Approvato nel 2006
Piemonte	Approvato nel 2002
Puglia	Approvato dalla G.R. nel 2007
Sardegna	Approvato nel 2003
Sicilia	In fase di definizione
Toscana	Approvato nel 2008
Trentino Alto Adige: • Provincia di Bolzano • Provincia di Trento	Approvato nel 1997 Approvato nel 2003
Umbria	Approvato nel 2004
Valle d'Aosta	Approvato nel 2003
Veneto	Approvato nel 2005

Fonte: nostra elaborazione su informazioni regionali

Tabella 5.2 – Bilancio energetico in Italia per Regioni (2007)

Regione	Energia richiesta nel 2007 (GWh)	Deficit (-) Superi (+) produz. rispetto energia richiesta (in %)	Produzione netta idrica	Prod. geoterm.	Prod. eolica	Prod. fotovolta.	totale	% su produz. tot. da Fonte Rinnovab.	% su richiesta energia region. richiesta
Piemonte	28.730,50	-32,1	6.135,50	-	-	2,6	6.138,10	13,0%	21,4%
Valle d'Aosta	1.182,70	131,3	2731,3	-	-	0,1	2731,4	5,8%	230,9%
Lombardia	70.511,90	-26,3	8.982,20	-	-	4,5	8.986,70	19,0%	12,7%
Trentino A.A.	6.711,10	10,7	6.987,80	-	3,5	4,7	6.996,00	14,8%	104,2%
Veneto	32.655,40	-45,6	3.200,70	-	-	2,9	3.203,60	6,8%	9,8%
Friuli V.G.	10.697,80	6,7	1.281,20	-	-	2	1.283,20	2,7%	12,0%
Liguria	6.866,90	69,2	145,1	-	16,8	0,3	162,2	0,3%	2,4%
Emilia R.	29.389,40	-12,9	1.135,40	-	3,6	3,8	1.142,80	2,4%	3,9%
Toscana	22.138,30	-12,8	486,6	5.242,80	37,1	2	5768,5	12,2%	26,1%
Umbria	6.473,60	-21,6	917,4	-	3	2,6	923	2,0%	14,3%
Marche	8.341,10	-54,5	207,8	-	-	1,2	209	0,4%	2,5%
Lazio	25.242,10	-34,7	611,2	-	9,8	1,6	622,6	1,3%	2,5%
Abruzzo	7.213,40	-43,5	1.023,70	-	236,5	1,3	1.261,50	2,7%	17,5%
Molise	1.604,40	235,1	118,6	-	145,1	-	263,7	0,6%	16,4%
Campania	18.666,90	-60	1.760,20	-	777,6	1,4	2.539,20	5,4%	13,6%
Puglia	19.603,80	88,8	-	-	1.076,20	3,7	1079,9	2,3%	5,5%
Basilicata	3.162,70	-51,4	227,1	-	261,7	0,5	489,3	1,0%	15,5%
Calabria	6.281,40	42	702	-	17	0,9	719,9	1,5%	11,5%
Sicilia	21.857,60	6,5	703,1	-	854,2	1,5	1558,8	3,3%	7,1%
Sardegna	12.597	5,3	605,2	-	590,2	1,5	1196,9	2,5%	9,5%
Totale	339.928,00	200,2	37.962,10	5242,8	4032,3	39,1	47.276,30	100,0%	13,9%

Fonte: nostra elaborazione su dati Terna (2007)

Al di là delle previsioni di legge, la suddivisione delle competenze in materia di politiche energetiche sul piano operativo rappresenta ancora una questione piuttosto controversa. Dopo la Riforma del Titolo V della Costituzione, infatti, continua ad essere oggetto di discussione il rapporto Stato-Regioni, creando incertezze sul confine tra azione centrale di coordinamento e autonomia locale. Il decreto del 2003 che recepisce la direttiva sulle FER, in linea con la Legge Costituzionale n. 3 del 2001, affida alle Regioni gran parte delle competenze in materia di energia. Questo ha generato non pochi ostacoli allo sviluppo delle FER laddove gli enti locali non hanno favorito la creazione di impianti sul territorio snellendo i procedimenti autorizzativi²⁴. In risposta alle politiche

²⁴ A partire dal 2004, in attuazione della direttiva 2001/77 recepita in Italia dal d.lgs n. 387/2003, è entrato in vigore il regime dell'*autorizzazione unica* per la costruzione e gestione degli impianti di generazione alimentati da fonti energetiche rinnovabili, sostituendo il previgente regime che, secondo quanto previsto dalla legge n. 9/1991, si basava su una serie di comunicazioni per l'ottenimento dei permessi richiesti dalla normativa in materia di energia. La significativa differenza rispetto all'attuale sistema autorizzatorio consisteva nel considerare l'installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate "un'attività libera (in quanto non soggetta ad interventi della

locali messe in atto si è finanche parlato, in alcuni casi, di ‘dirigismo regionale’ in materia come nel caso della Puglia e di altre regioni che hanno adottato provvedimenti di moratoria sull’installazione di impianti eolici per bloccare alcuni progetti ritenuti impattanti per il territorio. Dopo l’emanazione del d.lgs del 2003, tesa a ridurre le barriere amministrative per favorire la produzione di energia da fonti rinnovabili, si è in effetti assistito ad una intensa attività di regolamentazione da parte delle Regioni che hanno cercato di far fronte al proliferare di progetti sviluppati in assenza di un’efficace pianificazione energetica e senza tener conto del carico idrogeologico e paesaggistico conseguenti a tali iniziative²⁵. Ciò non ha fatto altro che incrementare la complessità amministrativa e l’instabilità del settore per gli investitori, con notevoli ripercussioni sulla gestione del territorio e lo sviluppo delle energie rinnovabili nel lungo periodo.

Un ruolo decisivo per lo sviluppo di energie rinnovabili è svolto soprattutto a *livello locale*: ai Comuni, infatti, compete in concreto lo sviluppo del territorio locale, secondo le linee guida della politica energetica tracciata a livello regionale. La maggiore attenzione da parte dei Comuni alla questione energetica si riscontra innanzitutto nella redazione di regolamenti edilizi volti a stimolare la riduzione di dispersioni di calore e l’auto-produzione di energia, introducendo ad esempio nuovi criteri di progettazione e l’obbligo della certificazione energetica delle nuove costruzioni. In particolare, l’articolo 5 della legge 10/91, al comma 5, stabilisce che i Piani Regolatori Generali dei Comuni con popolazione superiore a cinquantamila abitanti debbano prevedere il Piano Energetico Comunale (PEC), uno strumento operativo a livello comunale relativo all’uso delle fonti rinnovabili di energia.

In generale, emerge che un primo importante compito assegnato agli Enti Pubblici Locali è in tema di risparmio energetico, operando secondo una nuova ottica volta alla minimizzazione degli sprechi e una maggiore razionalizzazione nell’uso dell’energia. Ciò è possibile facendo ricorso a metodi idonei ed opportuni per contenere il consumo energetico entro limiti accettabili,

pubblica amministrazione tesi a rimuovere un limite all’iniziativa imprenditoriale) ma condizionata al rispetto di una notevole serie di limitazioni scaturite dalla regolamentazione di altri settori” (Falcioni, 2009, p. 107). Per effetto del nuovo regime, la possibilità di installare impianti di generazione è condizionata dal rilascio di un titolo omnicomprensivo che consente di ottenere contestualmente tutti i pareri necessari, semplificando di fatto l’intero procedimento.

²⁵ Nello specifico, il d.lgs. n. 387/2003, art. 12, comma 3, prevede che “*la costruzione e l’esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all’esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o dalle provincie delegate dalla regione, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell’ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico, che costituisca, ove occorra, variante allo strumento urbanistico. A tal fine la Conferenza dei servizi è convocata dalla regione entro trenta giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione*”.

unicamente dettati dal criterio della reale e congrua esigenza, come previsto dalla succitata legge 10/91. A dare il buon esempio, nel corso degli ultimi anni, sono proprio le Amministrazioni locali con l'avvio di innumerevoli interventi tesi all'ammodernamento della rete di pubblica illuminazione e degli impianti di riscaldamento/condizionamento degli immobili pubblici, con conseguente riduzione dei costi a carico della PA e, dunque della cittadinanza, grazie al miglioramento delle prestazioni degli impianti e degli standard qualitativi degli stessi.

Gli Enti Locali sono altresì chiamati a programmare azioni per sensibilizzare la cittadinanza in tema di efficienza e risparmio energetici attraverso campagne di educazione ambientale atte a sviluppare un maggior senso di responsabilità personale e collettiva. A tal proposito, si sottolinea come negli ultimi anni si sia assistito ad un profondo cambiamento nella logica che sottende le politiche di sviluppo locale, privilegiando un approccio di tipo *bottom-up* che attribuisce valore all'agire collettivo e sinergico degli attori locali, a partire proprio da un crescente coinvolgimento della comunità alla vita politica e alle opportunità di sviluppo endogeno del territorio.

6. La gestione del servizio energetico pubblico

Alla luce di quanto detto, è evidente che l'ente locale va assumendo sempre più un ruolo centrale nel campo dell'energia da fonti rinnovabili, evidenziando un triplice ruolo: non solo promotore nell'ambito del settore energetico, ma anche utente e, soprattutto, produttore.

Quest'ultima veste viene assunta dalle istituzioni pubbliche attraverso operazioni di partnership che, grazie agli incentivi previsti, possono risultare molto redditizie dal punto di vista economico-finanziario. Se realizzate attraverso opportune gare ad evidenza pubblica, finalizzate a stimolare la concorrenza fra i produttori, tali operazioni, infatti, garantiscono introiti finanziari rilevanti per le casse dell'ente, attraverso royalties (canoni di concessione) anche significative. Esistono non poche testimonianze di Comuni virtuosi che, operando secondo tale logica, hanno raggiunto il duplice obiettivo di garantire un servizio di pubblica utilità in chiave di sostenibilità e un'entrata nelle casse dell'Ente che contribuisce in modo significativo all'equilibrio economico-finanziario a beneficio della collettività.

Occorre, tuttavia, chiarire quale sia il ruolo svolto dalla pubblica amministrazione in relazione alla realizzazione di impianti di energia. La liberalizzazione del settore energetico, infatti, prevede che le operazioni in oggetto siano rimesse all'iniziativa imprenditoriale privata. Occorre, quindi, distinguere due situazioni:

a) Realizzazione di un impianto su un terreno privato

Gli enti locali non hanno competenze in materia di autorizzazione degli impianti – che, ai sensi dell'art 12, comma 3 del d.lgs. n. 387/2003, spetta alle Regioni o alle Province delegate – ferma restando la possibilità di esercitare le proprie attribuzioni in sede di Conferenza dei servizi nel rispetto degli strumenti di pianificazione urbanistica e territoriale vigenti.

L'ente locale avrà soltanto la possibilità di ottenere la corresponsione di royalties (quale misura di compensazione ambientale) da parte del soggetto privato promotore e gestore dell'impianto, sulla base di una convenzione appositamente sottoscritta tra le parti.

Secondo l'assetto di competenze definito dal regolamento, i Comuni possono dettare norme dirette ad assicurare il corretto insediamento urbanistico e territoriale degli impianti in esame ed esercitare, in sede di conferenza dei servizi, le proprie eventuali attribuzioni (ad esempio, il rilascio

dell'autorizzazione paesaggistica in regime di subdelega). Esula, invece, dalla loro competenze il potere di selezionare i soggetti realizzatori di tali impianti, nonché di autorizzare la realizzazione degli stessi impianti.

b) Realizzazione di un impianto su un terreno pubblico

Cosa ben diversa, invece, si verifica se l'iniziativa viene realizzata su un terreno di proprietà pubblica. In questo caso, l'impianto rientra tra le piene competenze del Comune; essendo, inoltre, catalogato come opera di pubblica utilità, rientra nell'ambito applicativo del d.lgs. 163/0626 e quindi può essere realizzato nelle forme previste dalla norma:

- *appalto di lavori pubblici*: la controparte contrattuale della Pubblica Amministrazione (soggetto aggiudicatore) esegue un lavoro, presta un servizio o realizza una fornitura e viene remunerata dallo stesso soggetto aggiudicatore con la corresponsione di un prezzo;
- *concessione di costruzione e gestione*: in tal caso, il soggetto pubblico immette la sua controparte contrattuale in un segmento di mercato, facendole svolgere un'attività economica destinata ad essere goduta e pagata dall'utenza;
- *contratto di partnership pubblico-privato* (società mista): elementi quali costi, partner e grado di controllo esercitabile dalla pubblica amministrazione scaturiscono dall'accordo contrattuale tra le parti, a sua volta determinato da quanto richiesto nella procedura di gara.

La discriminante fondamentale tra appalto e concessione²⁷ risiede nell'alea della gestione, che nel primo caso resta in capo al soggetto aggiudicatore, ossia l'ente pubblico, mentre nel secondo caso viene trasferita dall'amministrazione pubblica al concessionario, che si farà carico anche del rischio legato alla redditività dell'attività posta in essere. Una diversa soluzione gestionale va in direzione della costituzione di una società mista, che presuppone la capacità di generare reddito attraverso i ricavi derivanti dalla realizzazione dell'opera per

²⁶ Sul punto, s'è espresso sia il TAR Campania, con l'ordinanza 5 giugno 2008, sia il Consiglio di Stato, V Sezione, Ordinanza 26 agosto 2008.

²⁷ Il Codice dei contratti pubblici contenuto nel d.lgs. n.163/2006 definisce le concessioni di lavori pubblici "contratti a titolo oneroso, conclusi in forma scritta, aventi ad oggetto, in conformità al presente codice, l'esecuzione, ovvero la progettazione esecutiva e l'esecuzione, ovvero la progettazione definitiva, la progettazione esecutiva e l'esecuzione di lavori pubblici o di pubblica utilità, e di lavori ad essi strutturalmente e direttamente collegati, nonché la loro gestione funzionale ed economica, che presentano le stesse caratteristiche di un appalto pubblico di lavori, ad eccezione del fatto che il corrispettivo dei lavori consiste unicamente nel diritto di gestire l'opera o in tale diritto accompagnato da un prezzo, in conformità al presente codice" (art. 3, comma 11); si definisce invece concessione di servizi "un contratto che presenta le stesse caratteristiche di un appalto pubblico di servizi, ad eccezione del fatto che il corrispettivo della fornitura di servizi consiste unicamente nel diritto di gestire i servizi o in tale diritto accompagnato da un prezzo, in conformità all'art. 30" (art. 3, comma 12).

cui il partenariato è nato. Attraverso la società mista, la pubblica amministrazione affida all'operatore privato l'attuazione di un progetto per la realizzazione di opere pubbliche o di pubblica utilità e per la gestione del relativo servizio; l'ente, in tal caso, si fa carico esclusivamente delle fasi iniziali relative alla pianificazione e assegnazione delle concessioni.

In generale, per la gestione del servizio energetico, l'ente locale può necessitare di una serie di prestazioni esterne che vanno dalla semplice consulenza alla realizzazione di interventi di ammodernamento, fino a contemplare l'affidamento esterno della gestione di alcune attività legate al fabbisogno energetico dell'ente. Diverso è il caso in cui si preveda anche l'acquisto dei combustibili da impiegare per alimentare il sistema energetico nel suo complesso, configurando una vera e propria esternalizzazione del servizio attraverso la stipula di un "contratto servizio energia", disciplinato dal legislatore italiano alla luce del D.P.R. n. 412/1993. Con riferimento a tali forme contrattuali, la gara pubblica rappresenta uno strumento a disposizione dell'ente per selezionare il contraente a cui affidare determinate funzioni sulla base di alcuni specifici requisiti tecnici e di precise condizioni economiche.

Il coinvolgimento del soggetto privato può avvenire attraverso:

- il Finanziamento Tramite Terzi (FTT);
- il Project Financing (PF).

FTT è una forma di appalto che prevede la fornitura globale dei servizi da parte di una società esterna che assume tutti i costi dell'operazione, prevedendo una remunerazione e un rimborso da parte del committente in base a quanto stipulato contrattualmente. È evidente che la gara di appalto, in presenza di tale tipologia contrattuale, non si baserà sul criterio dell'offerta del prezzo minimo (dal momento che l'ente pubblico non sostiene alcun costo), bensì sul maggior grado di risparmio energetico conseguibile e il minor tempo di recupero dell'investimento. La remunerazione per il soggetto appaltatore, infatti, sarà proporzionale alle economie prodotte, fermo restando l'ammontare di quanto l'Amministrazione si impegna a corrispondere per un certo numero di anni alla società esterna. La società provvede quindi alla progettazione, al finanziamento, alla realizzazione, gestione e manutenzione dell'impianto, ottenendo la copertura dei costi di investimento e un congruo profitto dal risparmio energetico-finanziario ottenuto dalle prestazioni dell'impianto tecnologico²⁸. Tale risparmio garantisce l'ammortamento dell'intero costo del progetto nelle

²⁸ È possibile individuare diverse modalità applicative in funzione delle modalità di suddivisione del risparmio previste: a) *shared saving*, che prevede una ripartizione concordata della quota di risparmio; b) *first-out*, che attribuisce l'intera quota di risparmio conseguito alla società di servizi a copertura del capitale investito, comprensivo di oneri finanziari e profitto; *guaranteed saving*, che alla scadenza del contratto riconosce alla stazione appaltante un livello di risparmio non inferiore all'ammontare totale dell'investimento.

sue diverse fasi, il che stimola il fornitore a perseguire la massima efficienza e la soluzione tecnologica più innovativa per ridurre i tempi di recupero dell'investimento e massimizzare i profitti. Alla scadenza del contratto l'ente acquisisce la proprietà degli impianti realizzati e gestite dalla società di servizi senza aver sostenuto direttamente i costi di investimento né gli oneri gestionali legati all'opera appaltata.

Il project finance è invece una complessa operazione economico-finanziaria destinata alla realizzazione di un'opera o alla gestione di un servizio su iniziativa di promotori pubblici o privati. Tale strumento si caratterizza per l'affidamento dell'intera operazione di investimento ad una 'società di progetto' costituita ad hoc dai soggetti coinvolti; questa rappresenta un'entità dotata di autonomia giuridica, economica, patrimoniale, la cui attività è strettamente correlata alla finanziabilità del progetto, ossia la capacità di produrre un flusso di cassa tale da coprire i costi operativi, remunerare i soggetti finanziatori e garantire un congruo margine di profitto al promotore. Sotto il profilo giuridico²⁹, l'operazione si sostanzia in una molteplicità di contratti (di concessione, di finanziamento, di appalto, di fornitura, di garanzia, di costruzione e gestione) atti a regolamentare gli aspetti funzionali alla realizzazione del progetto (impiego di risorse, implementazione di attività, definizione delle responsabilità dei soggetti coinvolti); l'innovatività di tale strategia risiede proprio nella logica sottostante il collegamento tra i diversi contratti a cui si fa ricorso nell'operazione di investimento nel suo complesso (Amatucci, 2008).

Negli ultimi anni, si osserva la tendenza da parte della Pubblica Amministrazione a preferire il project finance quale tecnica di finanziamento, grazie alla possibilità di condividere i rischi con gli attori privati, acquisire know how e, nel complesso, ottenere una maggiore efficienza progettuale e gestionale (Amatucci, 2008). In particolare, si va verso una maggiore integrazione tra strumenti di pianificazione urbanistica e di natura finanziaria con operazioni di partnership pubblico privata per la riqualificazione e lo sviluppo delle aree urbane (Stanghellini, 1995; Borgonovi, Marsilio, Musì, 2006). In questo contesto, le funzioni di pianificazione e programmazione assumono un'importanza strategica fondamentale, giacché il raggiungimento di obiettivi di efficienza energetica da parte delle Pubbliche Amministrazioni è subordinato alle scelte gestionali e alle soluzioni tecnologiche adottate. Nel caso in cui l'ente decida, ad esempio, di potenziare la capacità di generazione energetica da fonti rinnovabili attraverso la realizzazione di nuovi impianti nel territorio amministrativo di competenza, sarà fondamentale per il successo

²⁹ La disciplina della finanza di progetto è regolata dal d.lgs 163/06, capo III, artt. 152-160 (ad integrazione degli artt. 37 bis-ter-quater-quinquies-sexies-seppie-octies-nonies della L. 109/1994). La procedura di gara per la selezione del soggetto concessionario finalizzata all'applicazione del modello di PF, può avvenire: a) su iniziativa pubblica, ai sensi dell'art. 143, d.lgs 163/06; b) con promotore privato, ai sensi dell'art. 153, d.lgs 163/06.

dell'iniziativa, predisporre un accurato piano di fattibilità che individui preventivamente non soltanto il sito dove installare gli impianti ma anche la tecnologia (e la capacità di generazione) più adeguata in virtù delle caratteristiche del contesto locale di riferimento, le risorse finanziarie a cui attingere, le competenze tecniche e gestionali di cui avvalersi.

A partire da tali considerazioni, con riferimento alle operazioni di investimento nel settore delle energie rinnovabili promosse dalle Amministrazioni comunali, è stata approntata dal team di ricerca un'indagine empirica su un campione di operazioni poste in essere sul territorio nazionale; ciò al fine di reperire dati e informazioni utili all'implementazione di un modello teorico sull'analisi degli impatti delle differenti operazioni realizzate, a partire da valutazioni inerenti l'economicità aziendale e il rispetto degli equilibri di sistema. Ciò allo scopo di individuare le condizioni di successo dei progetti di sviluppo delle energie rinnovabili, con particolare riferimento alle operazioni di partnership pubblico-privata.

6.1 Analisi delle operazioni di partnership pubblico-private nel settore energetico

L'indagine ha ad oggetto le iniziative promosse dai comuni italiani nel triennio 2006-2008 nel settore delle energie rinnovabili. In particolare sono state analizzate le operazioni di partnership pubblico-private afferenti alle seguenti categorie:

1. concessione su proposta della stazione appaltante (project finance a iniziativa pubblica - ex art. 144 del Codice degli Appalti, d.lgs. 163/06);
2. selezione di avvisi relativi a operazioni di project finance ad iniziativa privata (ex art. 153 del Codice degli Appalti);
3. concessione su proposta del promotore, seconda fase del project finance ad iniziativa privata (ex art. 153 del Codice degli Appalti);
4. altre operazioni di PPP, tra cui la selezione di soci privati per la realizzazione di società miste.

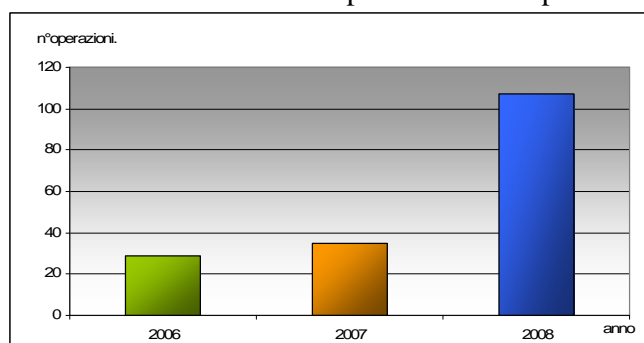
A tal proposito, sono state prese in considerazione sia le operazioni messe in gara che le aggiudicazioni nel periodo di riferimento, utilizzando come fonte di dati l'Osservatorio nazionale per la finanza di progetto (Infopieffe). In merito agli enti pubblici inclusi nel campione, si precisa che sono state incluse le iniziative promosse direttamente dai Comuni italiani su tutto il territorio nazionale. Per ciò che attiene alle fonti di energia alternativa, invece, sono state prese in considerazione le operazioni attinenti esclusivamente alla generazione di energia eolica, solare fotovoltaica, da biomassa e da biogas, concentrando dunque l'attenzione sulle fonti energetiche che attualmente mostrano i maggiori

marginari di crescita in termini di investimenti e che si prestano a svolgere un ruolo sempre più rilevante nell'ambito del mix energetico nazionale.

Non state incluse nel campione le operazioni volte al risparmio energetico attraverso interventi sulla rete di pubblica illuminazione. Ciò in quanto l'interesse precipuo dell'indagine è analizzare l'interesse dei Comuni ad investire nel settore energetico nel ruolo di soggetto promotore per la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti energetiche alternative.

Dalla lettura dei dati raccolti emerge che, nel triennio di riferimento, risultano pubblicate complessivamente 171 gare aventi ad oggetto la generazione di energia attraverso l'utilizzo delle fonti energetiche alternative suddette (figura 6.1.1). Le operazioni poste in essere dai Comuni nel settore delle energie rinnovabili sono andate crescendo significativamente, registrando nel 2008 un aumento percentuale del 269,0% rispetto al 2006, contro una crescita ben più contenuta tra il 2006 e il 2007 (+20,7%).

Figura 6.1.1 – Andamento annuale per numero di operazioni avviate

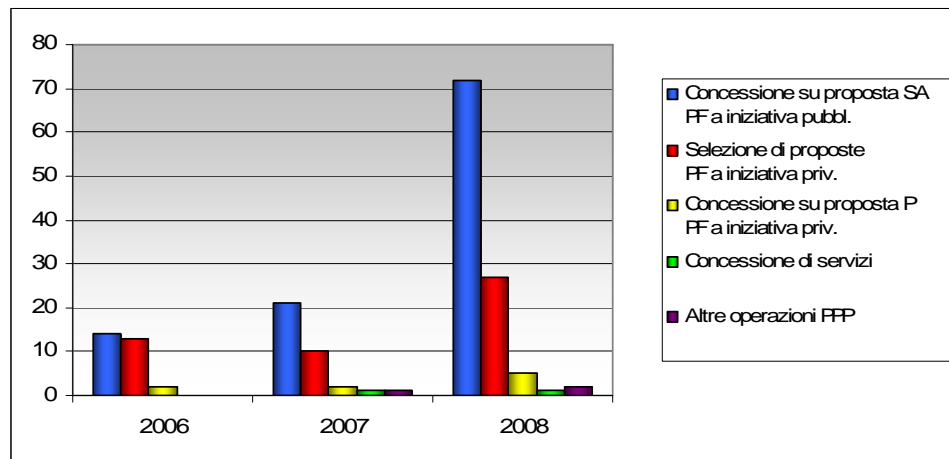


In relazione alle procedure adottate (figura 6.1.2), si rileva che gli avvisi per ricerca di promotore (PF a iniziativa privata) sono pari a 50, contro 107 bandi di concessione di costruzione e gestione (PF a iniziativa pubblica). Dei 50 avvisi pubblicati solo 4 operazioni hanno avviato la seconda fase di gara di ricerca di offerte migliorative sul mercato entro il triennio. È pur vero, tuttavia, che il maggior numero di operazioni di selezione di proposte si concentrano nel 2008 e dunque la procedura di selezione risulta ancora aperta.

Nello stesso periodo di riferimento si riscontrano altre 5 operazioni che hanno avviato la seconda fase di gara di ricerca di offerte migliorative sul mercato, di cui 4 hanno già affidato la concessioni in PF (in due casi la selezione di proposte era stata avviata prima del 2006).

Si riscontra invece uno scarso ricorso alle operazioni di concessione di servizi e di PPP nel settore esaminato, con un numero di iniziative complessivamente pari a 5 nel triennio di riferimento.

Figura 6.1.2 – Suddivisione delle operazioni per procedure



Con riferimento alle procedure utilizzate dai Comuni, si evidenzia un maggiore ricorso alle operazioni di PF ad iniziativa pubblica, in linea con il trend che si registra negli ultimi anni tale per cui le pubbliche amministrazioni mostrano di preferire tale procedura rispetto a quella di iniziativa privata (figure 6.1.3 e 6.1.4) garantendo tempi di procedura più brevi, minori asimmetrie informative e crescenti economie di specializzazione (Amatucci, Germani, Vecchi, 2007).

Figura 6.1.3 – Andamento annuale delle operazioni per tipologia di procedura

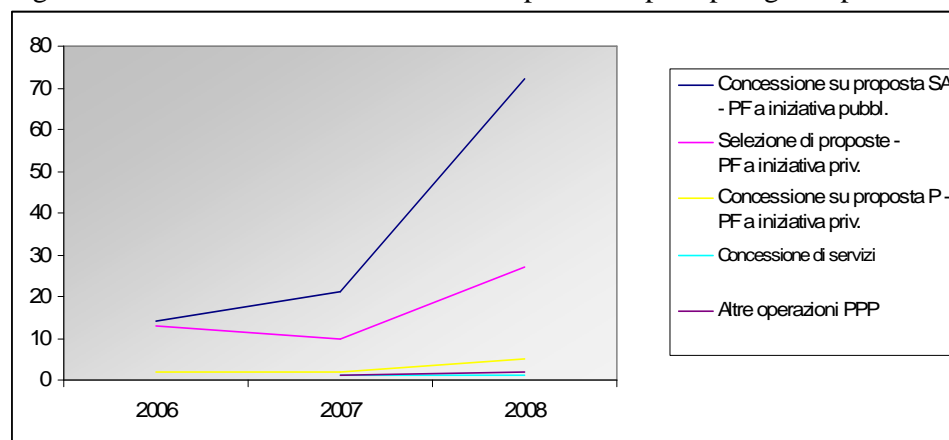
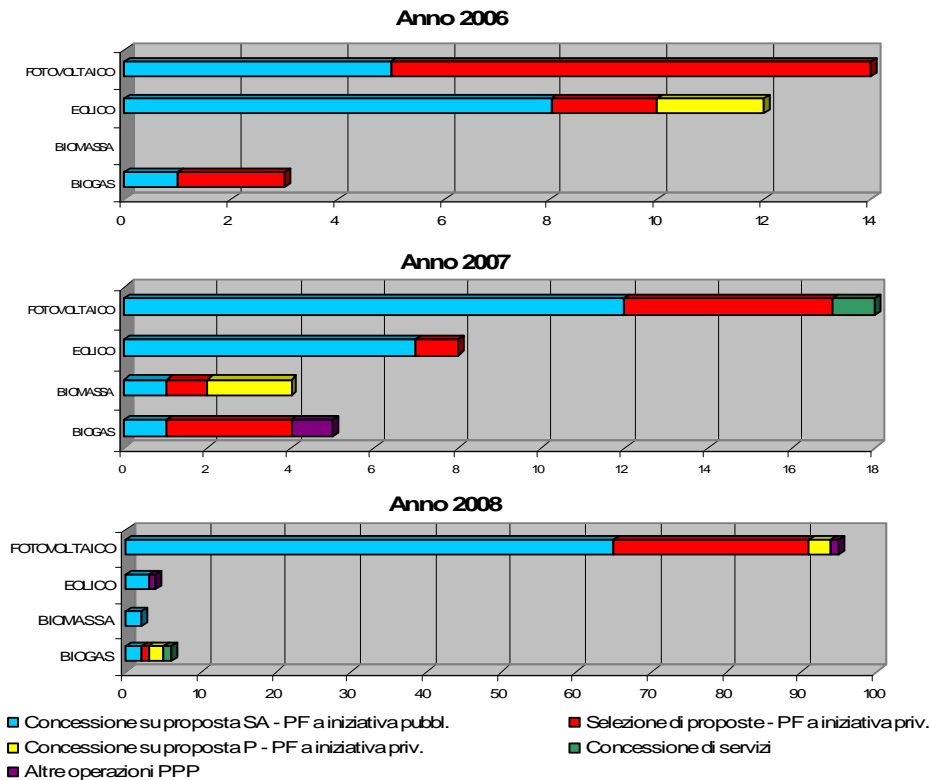


Figura 6.1.4 – Ripartizione delle operazioni per tipologia di procedura e per fonte energetica



Osservando la distribuzione delle tipologie di gara per area geografica (figura 6.1.5), emerge che le prime tre regioni per numero di operazioni sono rispettivamente Sicilia (31), Puglia (19), Veneto (17), i cui investimenti si concentrano sul fotovoltaico, così come per le altre regioni italiane (figura 6.1.6).

Fig. 6.1.5 – Distribuzione di procedure per Regione

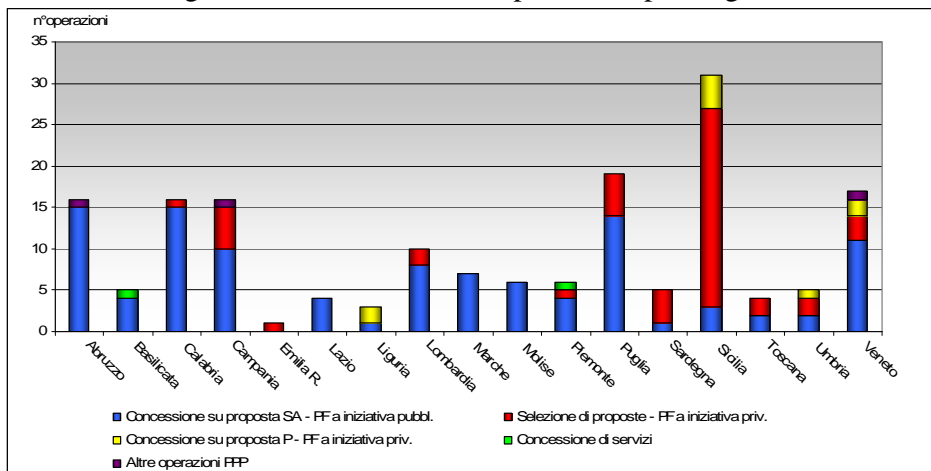
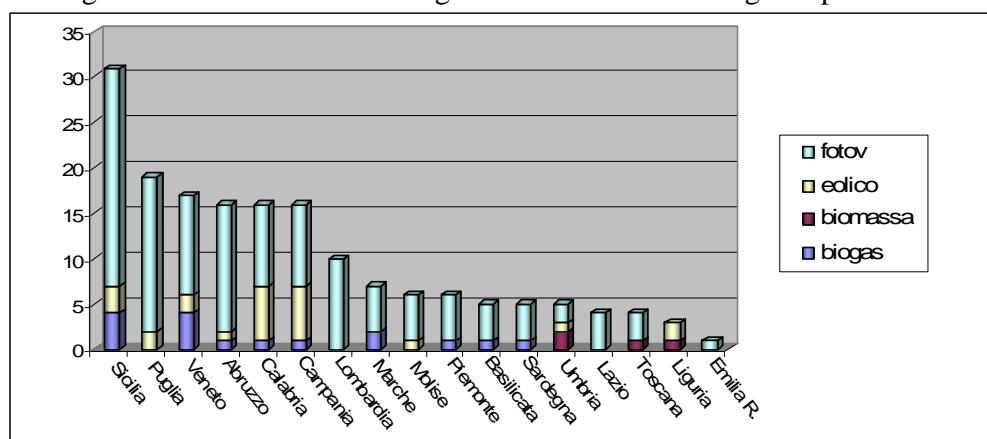
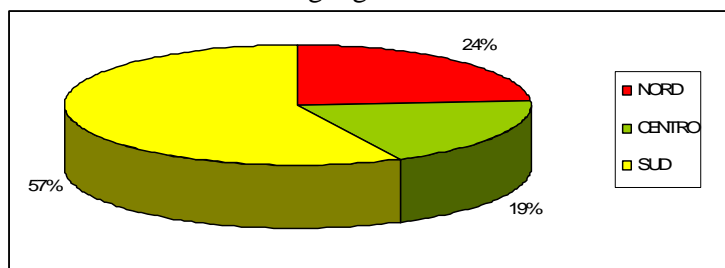


Figura 6.1.6 – Distribuzione regionale investimenti energetici per fonte



Nello specifico, si nota una significativa dinamicità in tale ambito di investimento da parte delle Regioni del Sud Italia (figura 6.1.7): oltre la metà delle operazioni promosse, infatti, si concentrano nel Mezzogiorno di Italia; ciò può essere ricondotto a condizioni climatiche particolarmente favorevoli all'impiego di fonti energetiche alternative, nonché al maggior fabbisogno di infrastrutturazione energetica e alle opportunità di finanziamento legate al settore delle energie rinnovabili (come i Fondi Strutturali e i fondi per le aree sottosviluppate – FAS).

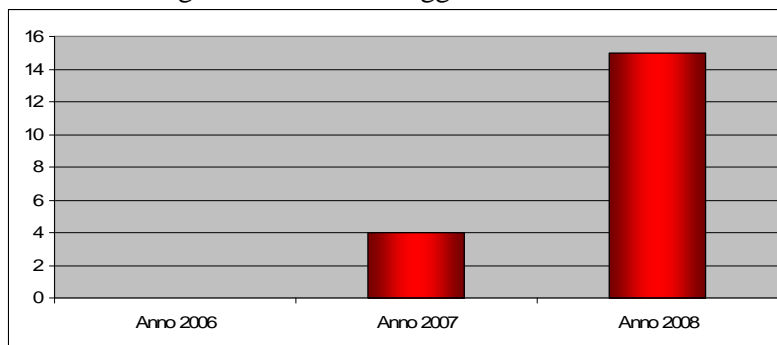
Figura 6.1.7 – Ripartizione delle operazioni nel settore energetico per area geografica



Esiti

In generale, un dato interessante da osservare è l'esiguo numero degli esiti raggiunti a fronte delle molteplici gare avviate (figura 6.1.8), ciò a dimostrazione del fatto che gli investimenti programmati subiscono un forte ridimensionamento nel tempo. In particolare, con stretto riferimento alle fonti prese in considerazione (eolico, fotovoltaico, biomassa e biogas) nel 2006 non si registra alcun esito relativo ad iniziative precedentemente avviate, per poi passare dalle 4 aggiudicazioni nel 2007 alle 15 aggiudicazioni del 2008, dato in parte dovuto ai ritardi procedurali.

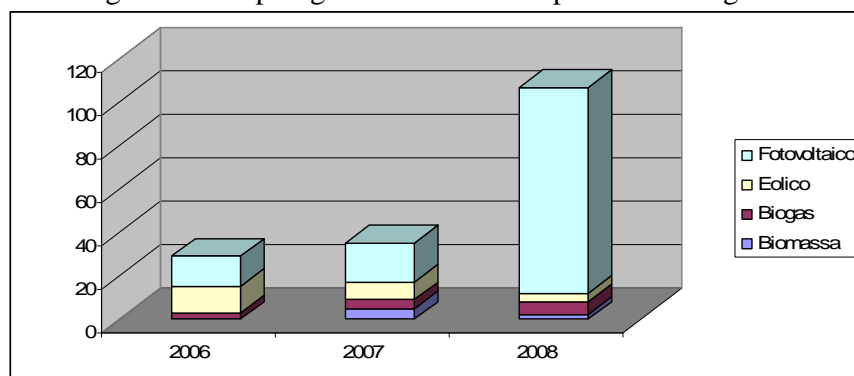
Figura 6.1.8 – Esiti raggiunti 2006-2008



Per ciò che attiene alla tipologia di investimenti realizzati per fonte energetica, il settore fotovoltaico risulta essere l'ambito di maggiore interesse a scala nazionale, facendo registrare nel 2008 una crescita percentuale del 578,6% rispetto all'inizio del triennio. senza dubbio contribuisce a questo trend crescente il sistema di incentivi pubblici previsti che offre vantaggi e agevolazioni per la generazione di energia mediante l'utilizzo di tale fonte. Grazie al "Conto Energia", al programma "tetti fotovoltaici" e a molte altre iniziative incentivanti lanciate dal governo centrale, nonché alle opportunità derivanti dai finanziamenti comunitari, molti Comuni si stanno attualmente infatti orientando verso l'installazione di pannelli fotovoltaici presso gli edifici pubblici, con un risparmio energetico spesso significativo. Per quanto riguarda, invece, il settore eolico, occorre tener conto del fatto che il minor numero di investimenti in tale ambito è in parte legato alla necessità di individuare preventivamente le condizioni climatiche idonee per la creazione dell'impianto; occorre anche aggiungere che, pur in presenza di un adeguato piano di fattibilità, spesso l'implementazione effettiva dei progetti si scontra con lungaggini burocratiche che ostacolano la fase di avvio e messa in opera degli impianti. Le autorità pubbliche oggi evidenziano un atteggiamento piuttosto prudente nelle Valutazioni di Impatto Ambientale e nella concessione delle dovute autorizzazioni per la creazione di parchi eolici per soppesare il rischio di deturpamento del paesaggio derivante dall'installazione di pale eoliche sul territorio.

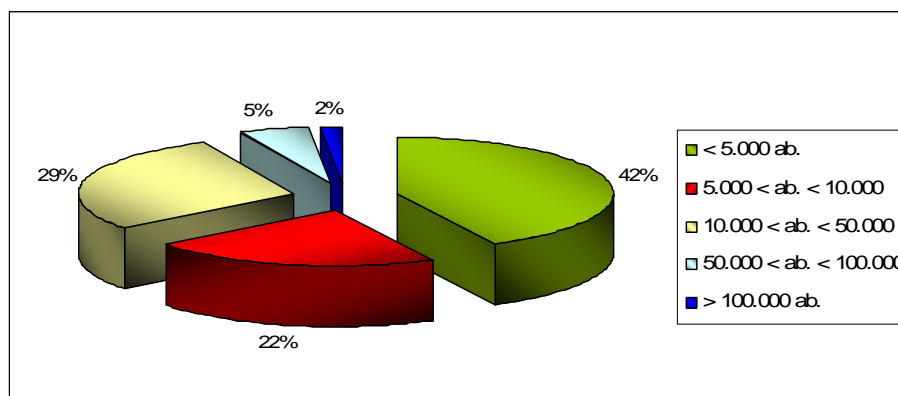
Le iniziative inerenti la realizzazione di impianti a biomassa e biogas mostrano una percentuale piuttosto contenuta in termini di operazioni poste in essere come evidenziato dalla figura 6.1.9.

Fig. 6.1.9 – Tipologia di investimento per fonte energetica



Osservando gli enti locali del campione preso in esame emerge un dato interessante circa la dimensione media dei Comuni che intervengono nel ruolo di promotori di investimenti nel settore delle fonti energetiche rinnovabili. In particolare, si rileva che su un campione di 107 comuni, nel 42% dei casi si tratta di comuni di piccole dimensioni, con un popolazione inferiore a 5.000 abitanti (figura 6.1.10).

Figura 6.1.10 – Suddivisione delle operazioni di investimento energetico per dimensione dei Comuni



Ciò testimonia il ruolo prioritario che hanno assunto negli ultimi anni le piccole realtà territoriali, dove è più ricorrente assistere a processi di *sviluppo dal basso* che vedono il coinvolgimento degli attori locali quale espressione di una crescente sensibilità e condivisione ai temi dell'efficienza e della sostenibilità energetica da parte della cittadinanza. Le iniziative di successo già avviate nel settore delle energie alternative da un numero cospicuo di piccoli comuni italiani si prestano a rappresentare delle buone prassi per un numero crescente di enti pubblici locali che stanno orientando i propri investimenti verso l'autosufficienza energetica, sia attraverso una produzione diretta da fonti rinnovabili in grado di contribuire alla copertura del fabbisogno energetico del territorio di competenza, sia attraverso azioni di risparmio energetico. Non sono rari i casi di Comuni che ad oggi sono risultati persino in grado di produrre più

di quanto non consumino, con un beneficio economico diretto, sia in termini di qualità del servizio energetico erogato, sia di incremento delle entrate pubbliche derivanti dalla vendita di energia alla rete.

7. La fattibilità economico finanziaria della realizzazione di impianti di energia rinnovabile

Dall'analisi effettuata, è possibile individuare la fattibilità economico-finanziaria di un impianto ad energia rinnovabile, al fine di fornire utili linee guida agli enti locali interessati ad effettuare un'iniziativa di project finance.

La sostenibilità economico-finanziaria degli impianti ad energia rinnovabile è legata alle forme di incentivo previste sulla produzione di energia, che variano per le differenti tipologie di impianto.

In relazione all'indagine effettuata nella pagine precedenti, si analizzano in particolare due tipologie di impianti:

- a) impianti solari fotovoltaici
- b) impianti eolici.

a) Impianti fotovoltaici. Incentivi in Conto Energia

Come visto in precedenza, In Italia, a partire dal settembre 2005, è attivo il meccanismo di incentivazione "Conto Energia", per promuovere la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici. Con l'espressione "Conto Energia" viene indicato un meccanismo di incentivazione basato su tariffe, tali da garantire un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio, per la produzione di energia mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, nel mercato interno di elettricità.

Il meccanismo in "conto energia" prevede l'erogazione di un incentivo commisurato all'energia elettrica prodotta dagli impianti (tabella 7.1). In particolare, tale incentivo si applica agli impianti fotovoltaici della potenza minima di 1 kW, collegati alla rete elettrica, entrati in esercizio dopo il 30.9.2005 a seguito di nuova costruzione, potenziamento o rifacimento totale. Le tariffe incentivanti, che hanno una durata di 20 anni, si sommano ai ricavi dell'energia immessa in rete in caso di cessione, oppure ai risparmi sulla bolletta in caso di autoconsumo (possibilità di fare lo "scambio sul posto" per gli impianti fino a 200 kW).

Tabella 7.1. Incentivo riconosciuto all'energia prodotta Tariffe (€/kWh) per impianti in esercizio a partire dall'1 gennaio 2009*

Potenza nominale dell'impianto (kW)		Tipologia di impianto fotovoltaico		
		Non integrato	Parzialmente integrato	Integrato
A)	$1 \leq P \leq 3$	0,392	0,431	0,48
B)	$3 < P \leq 20$	0,372	0,412	0,451
C)	$P > 20$	0,353	0,392	0,431

* I valori sono stati decurtati del 2% rispetto alle tariffe individuate nel D.M. 19-2-07. un'ulteriore riduzione della stessa percentuale è prevista anche per il 2010.

Fonte: GSE

Le tariffe maggiori sono riconosciute ai piccoli impianti domestici fino a 3 Kw, che risultano integrati architettonicamente. Le tariffe sono erogate per un periodo di 20 anni, a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, e rimangono costanti (non subiscono aggiornamenti ISTAT) per l'intero periodo. Per gli impianti che entreranno in esercizio dal 1° gennaio 2010 al 31 dicembre 2010, i valori indicati nella tabella precedente saranno decurtati del 2% (oltre al 2% già previsto per il 2009), rimanendo poi costanti per il periodo di venti anni di erogazione dell'incentivo. Per gli impianti che entreranno in esercizio negli anni successivi al 2010 le tariffe saranno ridefinite.

In aggiunta all'incentivo, il soggetto responsabile dell'impianto può contare su un ulteriore vantaggio economico, utilizzando l'energia prodotta per :

- a) la cessione in rete; prevede la vendita dell'energia prodotta e non immediatamente utilizzata. In questo caso si ha:
 - un ricavo derivante dall'incentivo sull'energia totale prodotta, determinato in base alla tipologia dell'impianto;
 - un risparmio pari al valore dell'energia elettrica auto consumata;
 - un ricavo derivante dalle vendite dell'energia elettrica prodotta e non auto consumata.

2. lo scambio sul posto con la rete elettrica (solo per impianti di potenza fino a 200 kW). Prevede che l'impianto operi in regime di interscambio con la rete elettrica. Sostanzialmente, durante le ore diurne, l'utenza consuma l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico ed inietta in rete il surplus di produzione, mentre di notte o con luce insufficiente è la rete elettrica a fornire energia all'utenza. In questo caso si ha:

- un ricavo derivante dall'incentivo sull'energia totale prodotta (non solo quella autoconsumata), determinato in base alla tipologia dell'impianto³⁰;
- un risparmio pari al valore dell'energia elettrica autoconsumata;
- un credito valido 3 entro anni, derivante dalla quantità di energia elettrica immessa in rete (differenza tra prodotta e auto consumata).

Per gli impianti fino a 200 kW che si avvalgono del servizio di scambio sul posto, l'art. 7 del D.M. 19 febbraio 2007 prevede che gli impianti fotovoltaici che accedono alle tariffe incentivanti, operanti in regime di scambio sul posto e destinati ad alimentare, anche parzialmente utenze ubicate all'interno o comunque asservite ad unità immobiliari o edifici, possono beneficiare di un premio aggiuntivo qualora siano effettuati interventi di efficienza energetica sull'edificio. Il premio consiste in una maggiorazione della tariffa, pari alla metà della percentuale di riduzione del fabbisogno di energia conseguita ed attestata, ma non può comunque eccedere il 30% della tariffa incentivante.

Particolarmente interessante è il meccanismo di incentivazione per le **amministrazioni pubbliche**. Infatti è previsto che la tariffa base possa essere incrementata del 5% nei seguenti casi:

- per impianti il cui soggetto responsabile è una scuola pubblica/paritaria o una struttura sanitaria pubblica;
- per impianti i cui soggetti responsabili siano enti locali con popolazione residente inferiore a 5.000 abitanti, come risultante dall'ultimo censimento ISTAT.

Ancora, in base alle novità introdotte dalla legge finanziaria del 2008, gli impianti fotovoltaici, i cui soggetti responsabili sono enti locali³¹, rientrano nella tipologia di impianto integrato, indipendentemente dalle effettive caratteristiche architettoniche dell'installazione.

³⁰ Per i soggetti privati, l'operazione in oggetto ha rilevanza fiscale. La Risoluzione 13/E del 20 gennaio 2009 dell'Agenzia delle Entrate prevede che per gli impianti fino a 20 kw di potenza che servono bisogni dell'abitazione o sede dell'utente, l'immissione di energia nella rete non è considerata attività commerciale abituale, per cui il contributo erogato dal Gse non è rilevante fiscalmente. Se, invece, l'impianto è di potenza superiore a 20 kw la cessione dell'energia è considerata come attività commerciale e il contributo erogato in conto scambio viene fatturato al GSE e tassato Irpef. Nel caso in cui l'impianto non risulta posto al servizio dell'abitazione, l'energia immessa in rete con il servizio di scambio sul posto è rilevante ai fini Iva e delle imposte dirette; dovrà quindi essere fatturato dall'utente al Gse.

³¹ Ai sensi del Testo Unico degli Enti Locali (d.lgs. 267/00), si intendono per enti locali i Comuni, le Province, le Città metropolitane, le Comunità montane, le Comunità isolate e le Unioni di comuni).

Integrazione architettonica

Il DM 19 febbraio 2007 prevede tre diverse tipologie di impianto, in funzione del grado di integrazione architettonica o funzionale, in strutture edilizie o elementi di arredo urbano.

Pertanto, l'impianto fotovoltaico può essere:

1. **Integrato:** è l'impianto fotovoltaico i cui moduli sono integrati in elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione. I moduli fotovoltaici sostituiscono i materiali di rivestimento degli edifici, assumendone le funzioni. I moduli sono infatti installati al posto di tegole, vetri nelle facciate, elementi di balaustre, pannelli fonoassorbenti in barriere acustiche, ecc.
2. **Parzialmente integrato:** è l'impianto i cui moduli sono posizionati su elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione. I moduli sono installati su tetti o facciate di edifici in modo complanare alla superficie, senza sostituire i materiali di rivestimento della superficie, delle pareti o dei tetti. Rientrano tra questi anche le installazioni su tetti, piani e terrazzi di edifici e fabbricati nonché le installazioni in presenza di balaustra perimetrale, a condizione che la quota massima, riferita all'asse mediano dei moduli fotovoltaici, risulti non superare all'altezza minima della stessa balaustra.
3. **Non integrato:** è l'impianto con moduli ubicati al suolo, ovvero con moduli collocati, con modalità diverse da quanto sopra indicato, sugli elementi di arredo urbano e viario, sulle superfici esterne degli involucri di edifici, di fabbricati e strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione.

Valorizzazione dell'energia prodotta dall'impianto

Il conto energia costituisce la fonte di ricavo principale per il soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico, poiché comporta l'erogazione di un incentivo proporzionale alla produzione di energia elettrica. Un'ulteriore fonte di ricavo è costituita dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto, che può essere inoltre autoconsumata (anche con il sistema dello scambio sul posto) oppure venduta al mercato.

L'autoconsumo dell'energia prodotta costituisce una fonte di ricavo implicita, nel senso che costituisce un risparmio (riduzione della bolletta elettrica) in quanto consente di non acquistare dalla rete l'energia elettrica nella misura corrispondente all'energia auto consumata. La vendita dell'energia elettrica prodotta e non autoconsumata costituisce invece una fonte di ricavo esplicita.

Iter amministrativo per accesso agli incentivi

Il d.lgs. n. 387 del 29/12/2003, all'art. 12, stabilisce che la costruzione e l'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili sono soggetti ad una Autorizzazione Unica³² alla Regione competente o alle province delegate³³ secondo le specifiche procedure, da rilasciarsi a seguito di un procedimento della durata massima di 180 giorni, nel rispetto delle norme in materia ambientale, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico. Il d.lgs. 387/03 prevedeva anche che in una Conferenza Unificata, su proposta del Ministro delle Attività Produttive (ora dello Sviluppo Economico) di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro per i Beni e le Attività Culturali, fossero approvate le linee guida per lo svolgimento del procedimento relativo all'autorizzazione unica. Ad oggi, tale conferenza non è stata ancora convocata e pertanto ogni Regione ha emanato proprie deliberazioni per fissare le procedure da eseguire.

L'Autorizzazione non è richiesta se l'impianto è installato in siti esenti da vincoli di tipo paesaggistico, ambientale ed altri. In ogni caso, gli impianti industriali per la produzione di energia, prima di presentare la richiesta di autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell'impianto, devono essere sottoposti alla procedura preliminare per la verifica della necessità di Valutazione Impatto Ambientale (VIA); procedura non necessaria per gli impianti che producono energia da fonti rinnovabili, se consumano almeno il 70% dell'energia prodotta³⁴. Successivamente, andrà sottoposta al Comune competente la Dichiarazione Inizio Attività (DIA). Per gli impianti per i quali non è necessaria alcuna autorizzazione è sufficiente la dichiarazione di inizio attività (DIA); infine, per gli impianti da realizzarsi in aree classificate agricole, non è necessaria la variazione di destinazione d'uso dei siti.

La fattibilità economico-finanziaria

La fattibilità economico-finanziaria dell'operazione e la remunerazione del capitale investito, sia per gli impianti fotovoltaici sia, come si vedrà, per gli

³² L'Autorizzazione Unica include una serie di autorizzazioni, alcune di queste, a livello indicativo, sono:

- Permesso di costruire;
- VIA (se necessaria);
- Autorizzazione paesaggistica (se necessaria);
- Parere Ente Parco (se in area protetta);
- Nulla osta autorità militari;
- Svincolo idrogeologico.

³³ Per facilitare la diffusione di fonti energetiche rinnovabili, la Legge Finanziaria, nell'articolo 2, comma 158, ha modificato l'articolo 12 del D. Lgs. n. 387/03 e ha introdotto l'obbligo da parte delle Regioni di adeguare le proprie legislazioni alle Linee Guida nazionali. In caso di mancato adeguamento si applicheranno le Linee Guida Nazionali.

³⁴ Decreto Lgs. n. 79/99, nell'articolo 2 comma 2 definisce auto produttore la persona fisica o giuridica che introduce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante.

impianti eolici, dipendono in larga misura dai costi di investimento, in quanto i costi di manutenzione sono limitati. I principali elementi di valutazione fanno riferimento a:

Costi

L'installazione di un impianto fotovoltaico richiede soprattutto un elevato investimento iniziale, mentre i costi di esercizio sono molto contenuti: il "combustibile" (l'irraggiamento solare) è gratuito e i costi di manutenzione sono limitati poiché il sistema, nella maggior parte dei casi, è privo di parti in movimento.

Attualmente in Italia il **costo di un impianto** varia tra 4.500 e 6.500 euro per chilowatt di potenza installata. I valori più bassi si riferiscono ad impianti di grandi dimensioni (le centrali fotovoltaiche), per i quali è possibile beneficiare di sconti legati ad ordini d'importo elevato, sia per l'acquisto dei componenti che per l'installazione.

In ogni caso, la fornitura dei moduli rappresenta la voce di costo più rilevante e rappresenta in generale circa spesse volte può superare il 60% dell'intero costo dell'impianto.

I **costi di esercizio e manutenzione** annui sono abitualmente stimati in circa 1-1,5 % del costo dell'impianto.

La vita utile dell'impianto è calcolata in almeno 20 anni e, a partire dal decimo anno, è opportuno prevedere interventi di manutenzione straordinaria per la sostituzione di alcuni componenti elettrici, soprattutto dell'inverter. Può essere utile anche la stipula di contratti assicurativi per garantire l'impianto a fronte di eventi "straordinari" come il furto o il danneggiamento in seguito ad eventi meteorologici estremi.

In caso di operazioni con amministrazioni pubbliche, tra i costi per il gestore figura anche il valore della **royalty annua** da versare al Comune, stabilita in sede di gara, a fronte dell'elevata remunerazione dell'operazione.

Ricavi

Come visto in precedenza, i ricavi per il soggetto responsabile derivano:

- a) dalle tariffe incentivanti riconosciute a tutta l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico; le tariffe sono differenziate in funzione della taglia, del tipo di integrazione architettonica e della possibilità di usufruire di ulteriori "premi" aggiuntivi per il risparmio energetico o per altre determinate condizioni;

- b) dalla valorizzazione dall'energia elettrica prodotta dall'impianto, che può essere poi autoconsumata (anche con il sistema dello scambio sul posto) oppure venduta al mercato.

Conseguentemente i ricavi del soggetto responsabile sono differenziati e variabili in funzione di numerosi fattori dipendenti dalle caratteristiche tecniche dell'impianto fotovoltaico, dal tipo di servizio effettuato (scambio sul posto o vendita dell'energia ceduta alla rete elettrica) nonché dalla possibilità di usufruire degli ulteriori premi previsti.

Equilibrio economico-finanziario

Alla luce di quanto sopra detto, ne consegue che ogni singola iniziativa, soprattutto se realizzata con finalità commerciale, contiene caratteristiche peculiari che possono essere correttamente valutate solo attraverso una specifica e attenta analisi economico-finanziaria che tenga conto dell'investimento da effettuare per realizzare l'impianto fotovoltaico, dei ricavi attesi, dei costi di gestione e manutenzione e assicurazione dell'impianto, degli oneri finanziari e del regime di tassazione da applicare.

Con riferimento ad impianti realizzati dagli enti locali, di medie dimensioni, si possono avere le seguenti ipotesi (tabella 7.2):

Tabella 7.2. Ipotesi di un impianto fotovoltaico

Capacità installata	1 MW
Produzione annua	1.300.000
Costo dell'investimento	
Progettazione	150.000 €
Installazione e infrastrutture	4.835.000 €
Adempimenti burocratici	15.000 €
Investimento complessivo	5.000.000 €
Costi di gestione	
Manutenzione ordinaria	50.000 €
Altri costi	20.000 €

Fonte: elaborazione dell'autore

Come visto in precedenza, gli impianti realizzati da enti locali godono di incentivi maggiori. Effettuando una approssimazione media sull'energia

prodotta e sulla tipologia di impianto, si giunge alle seguenti stime relative ai parametri fondamentali del modello:

Tempo di ritorno del capitale investito:

- Italia settentrionale: 10-12 anni
- Italia centrale: 8-10 anni
- Italia meridionale: 6-8 anni

La remuneratività dell'impianto permette anche di definire, approssimativamente, una royalty equa a favore del Comune concedente:

- Italia settentrionale: 5-6% del fatturato annuo
- Italia centrale: 7-8% del fatturato annuo
- Italia meridionale: 9-10% del fatturato annuo

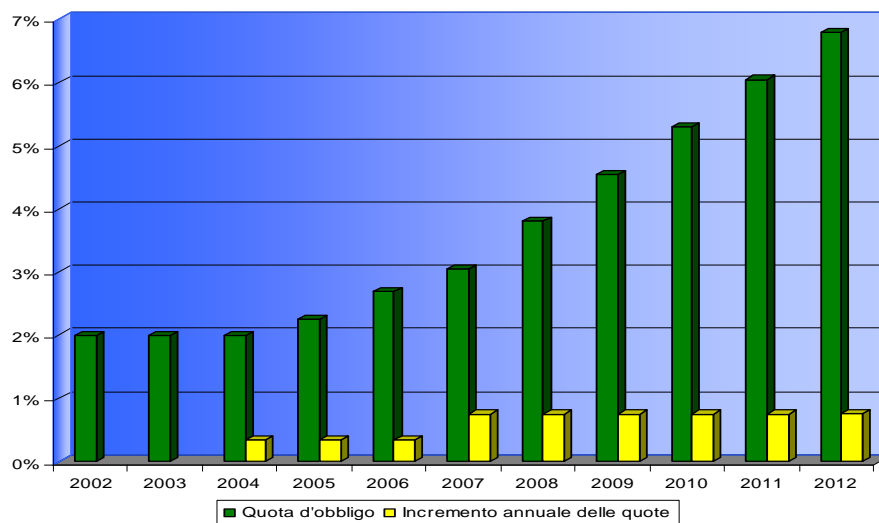
b) Le altre tipologie di impianti da fonte rinnovabile. I Certificati Verdi e il sistema con tariffa omnicomprensiva

Un secondo strumento di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stato definito con il d.lgs. 16 marzo 1999, n. 79 (cosiddetto decreto Bersani), emanato in attuazione della direttiva 92/97/CE, con cui è stata avviata una profonda ristrutturazione del settore dell'energia elettrica. Il decreto ha introdotto un criterio di sostegno alle fonti rinnovabili, basato sui meccanismi di mercato: esso, infatti, istituisce l'obbligo, a partire dal 2002, per i soggetti produttori o importatori di energia elettrica non rinnovabile, di immettere nella rete nazionale una quota di energia generata da impianti alimentati da fonti rinnovabili; l'obbligo può essere adempiuto anche acquistando da terzi l'energia da fonti rinnovabili o i relativi titoli (Certificati Verdi). La qualifica di IAFR (Impianti a fonti rinnovabili) è certificata dal GRTN e riguarda gli impianti entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999.

Inizialmente la quota di energia è stata fissata al 2%; successivamente, il d.lgs. 387/2003³⁵ l'ha incrementata dello 0,35% annuo e infine la legge Finanziaria per il 2008 ha previsto un incremento dello 0,75% annuo, per il periodo 2007-2012. Per gli anni successivi, gli ulteriori incrementi saranno stabiliti da successivi decreti ministeriali (Figura 7.1).

³⁵ Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili".

Figura 7.1 – Incremento annuale della “quota d’obbligo” introdotta dal D.Lgs 79/99



Caratteristiche dei CV

I CV sono titoli negoziabili che attestano l'origine dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili e che può essere commercializzato separatamente dall'energia fisica che rappresenta. La loro taglia, inizialmente fissata in 100 MWh, è stata progressivamente abbassata dalla normativa: prima a 50 MWh dalla L. 23/08/2004 n. 239 ed infine ad 1 MWh dalla Legge Finanziaria 2008. Dal primo gennaio 2009, dunque, il possesso di un certificato verde attesta la produzione di 1 MWh³⁶.

Il periodo di riconoscimento³⁷ dei CV è stato innalzato a:

- dodici anni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio tra il 1/4/1999 ed il 31/12/2007;
- quindici anni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio in data successiva al 31/12/2007.

Il prezzo di cessione del CV e dell'energia immessa sono regolati da meccanismi di mercato. Le transazioni possono avvenire mediante contratti

³⁶ Ciò significa che il numero di CV che un produttore o un importatore deve possedere per dimostrare di aver adempiuto all'obbligo introdotto dal D.Lgs 79/99 è uguale al proprio obbligo espresso in MWh.

³⁷ Inizialmente il Decreto Bersani aveva fissato a otto anni il periodo di riconoscimento dei CV, successivamente è stato elevato a dodici anni dal Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152 (Codice Ambiente) e, poi, la Legge Finanziaria 2008 ha chiarito a quali impianti fanno riferimento tale prolungamento prevedendo un innalzamento per i nuovi impianti.

bilaterali o attraverso una piattaforma di negoziazione costituita presso il GME³⁸, cioè attraverso il mercato organizzato.

Il prezzo di offerta di tali certificati da parte del GSE, che li immette sul mercato esclusivamente attraverso la piattaforma del GME, è detto prezzo di riferimento.

A partire dal 2008, il prezzo di riferimento è pari alla differenza tra un valore di riferimento 180 €/MWh e il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente, definito entro il 31 gennaio di ogni anno dalla AEEG³⁹. Il prezzo dei CV, così determinato, nel 2008 è pari 112,88 €/MWh; nel 2007 è stato 137,49 €/MWh; nel 2006, invece, 125,28 €/MWh.

Le fonti e tecnologie ammesse ai CV

Nel corso degli anni sono cambiati gli impianti ("IAFR") che hanno diritto a ricevere i CV dal GSE su richiesta dei produttori, previa loro "qualifica". Secondo l'originaria definizione del d.lgs. 16 marzo 1999 n. 79, erano considerate fonti rinnovabili e dunque potevano godere dei certificati verdi: "il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici". Successivamente il d.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387, recependo la definizione dell'art. 2 della Direttiva 2001/77/CE, esclude tra le fonti rinnovabili "i rifiuti inorganici" e la Legge Finanziaria 2008 ha escluso i rifiuti non biodegradabili dal beneficio degli incentivi riservati alle fonti rinnovabili⁴⁰.

Il sistema con tariffa onnicomprensiva

Ai fini del raggiungimento degli obiettivi definiti nel protocollo di Kyoto, l'Italia ha recepito la Direttiva Europea 2001/77 in tema di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, la Legge finanziaria 2008 e la Legge 29 novembre 2007 ha introdotto, accanto al meccanismo a quota, il sistema con tariffa onnicomprensiva.

³⁸ D.M. 24 ottobre 2005 "Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del D.Lgs.16 marzo 1999, n. 79"; D.M. 24 ottobre 2005 "Direttive per la regolamentazione dell'emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della L. 23 agosto 2004, n. 239"

³⁹ Si tratta del meccanismo di formazione del prezzo introdotta dalla Legge finanziaria 2008, ai sensi dell'articolo 2, comma 148. Il prezzo di vendita dei CV da parte del GSE era inizialmente fissato pari alla differenza tra il costo medio di acquisto e il ricavo per la vendita dell'elettricità da impianti CIP 6 aventi diritto ai CV.

⁴⁰ La legge Finanziaria 2008 ha abrogato i commi 1 e 3 dell'art. 17 del D.Lgs 387/03. Pertanto nell'ambito delle biomasse fanno parte delle fonti rinnovabili e quindi godere dei CV la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura, comprendente sostanze vegetali e animali, e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.

Si tratta di tariffe comprensive, differenziate per fonte (tabella 7.3), sia dell'incentivo che del ricavo da vendita dell'energia ed è applicabile, su richiesta, agli impianti alimentati a fonti rinnovabili, previa autorizzati nel caso di biomasse da filiera corta, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW e di potenza elettrica non superiore a 0,2 MW per gli impianti eolici.

L'incentivazione viene riconosciuta per quindici anni, mentre le tariffe possono essere aggiornate ogni tre anni con Decreto Ministeriale da parte del Ministro dello Sviluppo Economico.

Tabella 7.3 – Tariffe onnicomprensive per fonte di energia rinnovabile

Fonte	Tariffe onnicomprensive (€/kWh)
Eolica per impianti di taglia non superiore a 200 kW	30
Geotermica	20
Moto ondoso e maremotrice	34
Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	22
Biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro oppure di filiere corte (entro un raggio di 70 km)	30
Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	18

Fonte: Finanziaria 2008 integrata con la legge 29/11/2007 n.222

c) **La realizzazione di un impianto eolico**

La realizzazione di un impianto eolico, ossia a fonte rinnovabile, è caratterizzato da alcuni elementi, che è opportuno richiamare:

- il funzionamento annuo di un impianto eolico è discontinuo e dipende dalla ventosità del sito; la produzione viene espressa in MG prodotti ed è funzione della velocità del vento e della dimensione dell'impianto;
- i costi iniziali di investimento sono predominanti rispetto a quelli di esercizio; ciò comporta una particolare attenzione alla copertura finanziaria dell'investimento, soprattutto se si ricorre a capitale di terzi; peraltro, l'attuale discesa del costo del denaro rende questo aspetto meno rilevante rispetto al passato;
- anche se gli investimenti sono prevalentemente concentrati nell'attività costruttiva finale, per portare a termine una singola iniziativa (dall'individuazione del sito all'avviamento della centrale) possono essere necessari diversi mesi. Risulta, pertanto, fondamentale un'accurata pianificazione temporale delle varie fasi, riassumibili in:

- qualificazione sito;
- iter autorizzativo (variabile, soprattutto per gli aspetti ambientali);
- costruzione della centrale;
- allacciamento alla rete.

Costi dell'investimento iniziale

Come anticipato, l'investimento iniziale per la costruzione dell'impianto rappresenta la voce di costo più significativa, di cui tenere conto nell'analizzare la redditività di una iniziativa nel settore eolico. Nel suo complesso, l'investimento può suddividersi nei seguenti raggruppamenti di spesa:

- sviluppo dell'iniziativa e gara pubblica (2-3% dell'investimento totale);
- installazione delle macchine eoliche (75-80% dell'investimento totale);
- opere accessorie e infrastrutture (16-18% dell'investimento totale);
- collegamento alla rete (6%-7% del totale).

La fornitura delle macchine rappresenta la spesa più rilevante in assoluto, mentre la realizzazione delle opere accessorie e delle infrastrutture raggruppa le voci di costo strettamente collegate alla complessità del sito, in relazione alla morfologia e natura del suolo, all'accessibilità e alla connessione alla rete.

Ad oggi, il costo specifico di realizzazione di un impianto "chiavi in mano" si colloca nell'intervallo tra 950 e 1.1150 € per Chibwatt installato, con valore medio di circa 1.050 €/kw.

Sviluppo dell'iniziativa

Lo sviluppo dell'iniziativa comprende l'individuazione e la qualificazione anemologica del sito, la progettazione dell'impianto, l'iter autorizzativo per la concessione edilizia, la valutazione dell'impatto ambientale. Economicamente, essa rappresenta circa il 2-3% dell'investimento totale, ma il suo impatto sulla redditività e sui tempi dell'iniziativa può essere rilevante.

Installazione delle macchine eoliche

In generale, il costo della macchina può essere compreso tra i 2/3 e i 4/3 del costo totale di installazione in funzione delle caratteristiche orografiche del sito. La potenza degli aerogeneratori presenti sul mercato varia da pochi chilowatt ad oltre 2.500 kW. La potenza media delle singole macchine installate in Italia si attesta intorno agli 800 kW.

Il costo della turbina eolica installata, inclusivo di acquisto, trasporto, montaggio ed avviamento è direttamente proporzionale alla potenza del rotore e all'altezza della torre piuttosto che alla semplice potenza nominale.

Oggi, in Italia, per una macchina da 850 kW il costo può variare dai 500.000 ai 700.000 €. Naturalmente, centrali eoliche con numerose macchine godono anche del vantaggio derivante da possibili “sconti” su ordini multipli di acquisto.

Di seguito si riportano in costi specifici di impianto relativi alla complessità del sito.

Impianto di piccole dimensioni: n. 5 macchine (potenza totale 4250 kW)

- costo specifico impianto per sito di bassa complessità: 993 €/kW;
- costo specifico impianto per sito di media complessità: 1027 €/kW
- costo specifico impianto per sito di alta complessità: 1049 €/kW.

Impianto di medie dimensioni: n. 10 macchine (potenza totale 8500 kW)

- costo specifico impianto per sito di bassa complessità: 958 €/kW;
- costo specifico impianto per sito di media complessità: 990 €/kW
- costo specifico impianto per sito di alta complessità: 1011 €/kW.

Impianto di grandi dimensioni: n. 20 macchine (potenza totale 17000 kW)

- costo specifico impianto per sito di bassa complessità: 922 €/kW;
- costo specifico impianto per sito di media complessità: 953 €/kW
- costo specifico impianto per sito di alta complessità: 974 €/kW.

Opere accessorie ed infrastrutture

I costi di realizzazione delle rimanenti parti dell'impianto si riferiscono a:

- fondazioni, scavi per cavidotti, viabilità necessaria per lo spostamento delle gru e i componenti dei generatori, eventuali edifici di servizio per la sottostazione;
- componenti elettromeccaniche: box con quadri elettrici e trasformatore da bassa a media tensione, apparecchiature per il controllo a distanza, cablaggi interrati per il collegamento elettrico delle macchine;
- accesso alla rete: cavidotto aereo o interrato per il collegamento alla rete di trasmissione in media tensione.

Tali costi sono fortemente variabili in relazione alle caratteristiche più o meno complesse del sito prescelto; la morfologia e la natura del terreno influenzano i costi delle fondazioni, dei cavidotti e della viabilità; l'accessibilità impatta sui costi di trasporto e sull'organizzazione del cantiere, mentre la distanza dalle esistenti reti di trasmissione determina i costi di connessione alla rete elettrica.

Occorre sottolineare che le infrastrutture legate all'accessibilità e al collegamento alla rete hanno una capacità di utilizzo più duratura di quella presa a riferimento per ammortizzare un singolo impianto; pertanto, possono destinare i propri benefici anche a successive iniziative, qualora si voglia continuare a utilizzare la risorsa eolica.

Questi costi incidono, in generale, intorno al 16-18% dell'investimento complessivo. In generale, in un impianto di media dimensioni, sono pari a circa € 350.000.

Allacciamento

Il costo complessivo della connessione è stimabile in un range che va dai 60.000 agli 80.000 euro.

Costi di funzionamento e produzione

I costi di funzionamento e di produzione sono relativi a:

- a) i costi di mantenimento in esercizio dell'impianto e di manutenzione dello stesso;
- b) i costi di produzione dell'energia elettrica;
- c) i costi sostenuti per il canone di concessione all'ente concedente;
- d) i costi di dismissione.

a.b. Costi di esercizio e manutenzione

Un impianto eolico non è gravato di "combustibile"; pertanto, le spese di funzionamento riguardano l'amministrazione, il canone agli enti locali per l'utilizzo del sito, i premi assicurativi e la manutenzione, sia ordinaria che straordinaria, degli impianti.

In relazione all'esercizio, è da sottolineare che gli impianti sono controllati a distanza e non richiedono presidi permanenti sul sito.

In relazione alla manutenzione, occorre sottolineare che le moderne turbine eoliche sono progettate per funzionare circa 120.000 ore durante la vita prevista di 20 anni.

Dopo un iniziale periodo di garanzia coperto dal costruttore delle macchine, alcuni gestori d'impianti eolici stipulano un contratto di servizio con società specializzate nella manutenzione. Naturalmente, i costi di manutenzione tendono ad aumentare con l'accumulo delle ore di funzionamento; l'esperienza insegna che alcune parti, particolarmente soggette all'usura, quali il rotore e l'ingranaggio per la moltiplicazione dei giri di rotazione dell'albero, necessitano spesso di essere sostituite durante la seconda metà della vita della

macchina. In tale eventualità, la spesa da sostenere è stimabile in circa il 15-20% del costo dell'intero aerogeneratore.

Nelle valutazioni economiche, si tiene solitamente conto dei costi relativi all'esercizio e manutenzione degli impianti nei due seguenti modi:

- sotto forma di valore annuo complessivo, espresso in percentuale dell'investimento nelle macchine eoliche;
- direttamente come stima di costo per unità di energia prodotta (€/kWh).

Nella tabella 7.4 si riportano i risultati di studi internazionali sui costi annui d'esercizio e manutenzione di macchine di media taglia, confrontati con la stima della situazione in Italia fornita da operatori del settore.

Tabella 7.4. Costi annui di esercizio e manutenzione

Danish Energy Authority, Riso National Laboratory.				
Percentuale costi rispetto all'investimento				
Anni 1-2	anni 3-5	anni 6-10	anni 11-15	anni 16-20
1%	1,9%	2,2%	3,5%	4,5%
DEWI, Istituto nazionale tedesco per l'energia eolica				
Percentuale costi rispetto all'investimento				
anni 1-10	anni 11-20			
4,8%	6,6%			
BTM Consult, società di consulenza danese (€/kWh)				
Anni 1-5	anni 6-10	anni 11-20		
0,005	0,005-0,011	0,011-0,022		
Stima operatori italiano del settore eolico (€/kWh)				
Anni 1-5	anni 6-10	anni 11-20		
0,007	0,009	0,014		
Stime ENEA su dati di mercato				
Percentuale costi rispetto al valore delle macchine eoliche				
Anni 1-2	Anni 3-10	Anni 11-20		
1%	2%	4%		

Fonte: elaborazione dell'autore

c. Canone di concessione all'ente locale

in relazione a questa voce, non esistono molti dati a disposizione. Le stime ENEA su dati rilevati da operatori del settore prevedono una percentuale che varia dall'1,5% al 3,5% dei ricavi annui da vendita di energia. Tale valore, però, è funzione anche della redditività dell'opera.

d. Dismissione dell'impianto

Al termine della vita utile, normalmente prevista in 20 anni, l'impianto deve essere smantellato, anche se questa fase non presuppone automaticamente l'abbandono dell'area interessata.

Al contrario, è ragionevole pensare che un sito, con buone risorse eoliche e, soprattutto, con dati di ventosità consolidati dal lungo esercizio dell'impianto stesso, possa continuare ad essere utilizzato sostituendo le macchine installate con aerogeneratori tecnologicamente più avanzati.

Quantità di energia prodotta e relativi ricavi

Naturalmente, la quantità di energia prodotta dipende dalla ventosità del sito e dalle dimensioni delle pale installate.

I produttori che, in Italia, intendono immettere nella rete di media o alta tensione elettricità generata da macchine eoliche possono valorizzarla attraverso due distinti meccanismi:

- a) cessione alla rete dei chilowattora prodotti;
- b) vendita dei certificati verdi.

Anche in questo caso, effettuando una approssimazione media sull'energia prodotta e sulla tipologia di impianto, si giunge alle seguenti stime relative ai parametri fondamentali del modello:

Tempo di ritorno del capitale investito:

- Ventosità superiore a 8 m/s: 6 anni
- Ventosità compresa tra 6 m/s e 7 m/s: 8 anni
- Ventosità compresa tra 4 m/s e 5 m/s: 10 anni

La remuneratività dell'impianto permette anche di definire, approssimativamente, una royalty equa a favore del Comune concedente:

- Ventosità superiore a 8 m/s: 10-12% del fatturato annuo
- Ventosità compresa tra 6 m/s e 7 m/s: 7-8% del fatturato annuo
- Ventosità compresa tra 4 m/s e 5 m/s: 4-5% del fatturato annuo

Conclusioni

Il tema della produzione di energie rinnovabili coinvolge da tempo i governi dei paesi occidentali, sia per problemi di inquinamento ambientale, sia per le opportunità legate alla diversificazione delle fonti di energia, a causa di un progressivo esaurimento di quelle tradizionali. Ad oggi, il consumo energetico è basata essenzialmente su combustibili fossili (petrolio, gas e carbone), responsabili diretti delle emissioni inquinanti. Per questa ragione, da anni si susseguono accordi e protocolli atti a ridurre l'emissione di elementi inquinanti ed aumentare l'incidenza delle fonti di energie rinnovabile, attraverso un coordinamento dei paesi industrializzati (dal protocollo di Kyoto del 1997 alle numerose direttive europee) e interventi dell'Unione Europea. Gli obiettivi che quest'ultima ha fissato ai Paesi comunitari sono ambiziosi: ridurre, entro l'anno 2020, le emissioni di gas serra del 20% rispetto al 1990, avere un consumo energetico inferiore del 20% rispetto alle attuali previsioni e soprattutto incrementare l'utilizzo di energie rinnovabili, portandolo al 20% dei consumi energetici totali (per l'Italia tale valore è fissato al 17%).

La priorità di azione è legata ad una sostituzione dei combustibili fossili con altre forme di energia primaria, promuovendo un utilizzo di energia rinnovabile, in tutte le sue forme: solare termico e termodinamico; solare fotovoltaico; eolico; biomasse naturali.

Le dimensioni del problema, soprattutto nel nostro Paese, richiedono il concorso di ogni fonte rinnovabile, in una visione strategica articolata: occorre, cioè, sfruttare l'intera gamma delle fonti rinnovabili, a seconda della ricchezza dei diversi potenziali energetici presenti in ciascun Paese. È necessario, inoltre, superare alcuni ostacoli che ancora rallentano lo sviluppo di energie innovative: la mancanza di regole chiare, a livello autorizzativo, per la realizzazione soprattutto di impianti eolici; una realtà fortemente eterogenea, dove accanto a Regioni che promuovono ed incentivano la realizzazione di fonti rinnovabili, ci sono regioni nelle quali sono vietati gli impianti eolici oppure prevedono limiti severissimi, che di fatto ne impediscono lo sviluppo.

Tra gli elementi di confusione, si rileva soprattutto la presenza degli impianti di incenerimento dei rifiuti (cosiddetti termovalorizzatori da biomasse), erroneamente indicati come fonti "assimilabili" alle fonti rinnovabili (d. lgs. 387/2003), in contrasto con le previsioni comunitarie: l'Unione europea ha ribadito il divieto di considerare i rifiuti non biodegradabili come biomasse, sfruttando gli incentivi previsti invece per le fonti rinnovabili.

Sulla base delle indagini effettuate in questo scritto, si ritiene che la vera responsabilità di investire sulle fonti rinnovabili spetti alle autonomie locali, in

particolare ai Comuni: questi devono comprendere come gli investimenti nelle energie da fonti rinnovabili non sono solo convenienti da un punto di vista energetico ed ambientale, ma anche a livello economico ed occupazionale e possono innescare prospettive di sviluppo qualitativo ed economico nel territorio.

In questo scenario, per i Comuni si aprono opportunità straordinarie per valorizzare le diverse potenzialità presenti nei territori (biomasse naturali ed idroelettriche, solari e fotovoltaiche, eoliche). La prospettiva in esame è vincente solo se è in grado di coniugare, con rapidità, coraggio e senso di responsabilità, gli obiettivi energetici con le specificità e le potenzialità presenti nelle diverse aree territoriali. Ai Comuni spetta quindi la sfida di realizzare un modello energetico innovativo, che in parte utilizza direttamente l'energia prodotta, in parte la cede alla rete.

Naturalmente, per gli enti locali, la sfida è quella di operare secondo una nuova cultura, che coniughi crescita economica, sviluppo locale e attenzione all'ecosistema. Questa si traduce in politiche di sviluppo di fonti alternative e di risparmio energetico integrate, attraverso l'adozione di differenti azioni:

- incentivare la presenza di solare termico e fotovoltaico nelle strutture edilizi comunali (scuole, ospedali, uffici, biblioteche);
- approvare o promuovere regolamenti edilizi che incentivino l'utilizzo delle fonti rinnovabili, risparmio energetico e bioedilizia;
- effettuare continue azioni di sensibilizzazione nei confronti dei cittadini, attraverso politiche di educazione ambientale, atte a sviluppare un maggior senso della responsabilità personale che possa contribuire a promuovere cambiamenti positivi nel comportamento quotidiano della collettività;
- prevedere stanziamento di fondi per incentivare l'utilizzo di fonti;
- istituire sportelli informativi per cittadini e imprese;
- promuovere direttamente impianti di produzione ad energia rinnovabile (solare, fotovoltaico, eolico).

Soprattutto in questo ultimo ambito, i comuni possono effettuare operazioni di partnership pubblico-privato (operazioni di project finance, costituzione di società miste) che, grazie agli incentivi previsti, risultano molto redditizie dal punto di vista economico-finanziario. Se realizzate attraverso opportune gare ad evidenza pubblica, finalizzate a stimolare la concorrenza fra i produttori, tali operazioni garantiscono infatti introiti finanziari rilevanti per le casse dell'ente, attraverso royalties (canoni di concessione) anche significative (in alcuni casi i canoni di concessione a favore del comune hanno raggiunto percentuali del 9 e del 10% rispetto al fatturato prodotto dall'impianto).

Naturalmente, in conclusione, una politica energetica innovativa richiede almeno due condizioni: da un lato, è fondamentale che questa prospettiva passi attraverso un pieno coinvolgimento delle regioni, che devono essere responsabilizzate nel perseguire gli obiettivi di diffusione delle fonti rinnovabili; dall'altro, gli sforzi delle amministrazioni pubbliche, volti a trainare lo sviluppo del mercato delle energie rinnovabili, devono essere affiancati da operatori economici privati, in grado di investire con coraggio nello sviluppo sostenibile.

Riferimenti bibliografici

Amatucci F., *Valorizzare il patrimonio immobiliare nelle amministrazioni pubbliche. Strategie e strumenti di management*, Egea, Milano, 2008

Bartolazzi A., *Le energie rinnovabili*, Hoepli, Milano, 2006

Bologna G., (a cura di), *Italia capace di futuro*, Emi, Bologna, 2000

Borgonovi E., Marsilio M., Musì F., *Relazioni pubblico privato. Condizioni per la competitività*, Egea, Milano, 2006

Brown L.R. e al., *State of the World '99*, Stato del pianeta e sostenibilità, rapporto annuale, Bologna G. (a cura di), Edizioni Ambiente, Milano, 1999

Brown L.R., Flavin C., French H., *State of the World 01*. Stato del pianeta e sostenibilità, rapporto annuale, Bologna G. (a cura di), Edizioni Ambiente, Milano, 2001

CESI, Università degli Studi di Genova, *Atlante eolico dell'Italia, ricerca di sistema per il settore elettrico*, Progetto ENERIN, 2002

Coiante D., *Le nuove fonti di energia rinnovabile*, Franco Angeli, Milano 2004

Commission of the European Communities, *"The share of renewable Energy in the EU. Commission Report in accordance with Article 3 of Directive 2001/77/EC, evaluation of the effect of legislative instruments and other Community policies on the development of the contribution of renewable energy sources in the EU and proposals for concrete actions"*, COM(2004) 366, Brussels, 2004

Commission of the European Communities, *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas*, COM(2008) 16, Brussels, 2008.

Commission of the European Communities, *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources*, COM(2008) 19, Brussels, 2008.

Commissione Europea, *Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili*, ottobre 1997

Commissione Europea, *Libro verde – Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico*, Ufficio delle pubblicazioni ufficiali delle Comunità europee, Lussemburgo, 2001

Commissione Europea, *Libro verde "Verso una rete energetica europea sicura, sostenibile e competitiva"*, 2008

Conti S., *Geografia Economica. Teoria e metodi*, Utet, Torino, 1996

D'orazio A., "Il pacchetto clima-energia europeo: il valore non è nei numeri", nelMerito.com, 30 ottobre 2008, www.nelmerito.com

Dommen E., *Fair principles for sustainable development: essays on environmental policy and developing countries*, Edward Elgar, Cheltenham, 1993

Enea, *Rapporto energia e ambiente 2007. Analisi e scenari*, Roma, 2008a

Enea, *Riduzione delle emissioni e sviluppo delle rinnovabili: quale ruolo per stato e regioni? Workshop 18 aprile 2008*, Roma, aprile 2008b

Falcone M., *Diritto dell'energia. Fonti rinnovabili e risparmio energetico*, Barbera Editore, Trento, 2008

GSE, *Il Fotovoltaico. Risultati del Conto Energia al 31 dicembre 2008*, Ufficio Statistiche (a cura di), 2008

IEA, *Energy Technology Perspectives 2008 - Scenarios and Strategies to 2050*, IEA Books, Paris, 2008

IEA, *Key world energy statistics*, IEA Publications, Parigi, 2006

IEA, *World Energy Outlook 2006*, IEA Publications, Parigi, 2006

IEA, *World Energy Outlook 2008*, IEA Publications, Parigi, 2008

Legambiente, *Ambiente Italia 2008 - Scenario 2020: le politiche energetiche dell'Italia*, Rapporto Annuale di Legambiente, Edizioni ambiente, Milano, 2008.

Legambiente, *Comuni rinnovabili 2008. Rapporto Legambiente, Analisi e classifiche*, Roma, 2008

Legambiente, *Idee e proposte per rilanciare le Fonti Rinnovabili in Italia*, dossier, Roma, 2004

Levèque F., *Environmental Policy in Europe. Industry, Competition and the Policy Process*, Edward Elgar, Cheltenham, 1996

Ministero delle Attività Produttive, *Bilancio energetico nazionale 2007*

Ministero delle Attività Produttive, *Scenario tendenziale de consumi e del fabbisogno al 2020*, 2005

Nomisma Energia, *Le nuove fonti rinnovabili per l'energia elettrica in Europa*, Nomisma Energy per GSE, Bologna, 2007

Nova A., *Investire in energie rinnovabili. La convenienza finanziaria per le imprese*, Egea, Milano, 2009.

Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione europea, Direttiva 2003/87/CE del 13/10/2003 (G.U.U.E. N. L 275 DEL 25/10/2003) che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/Ce del Consiglio

Pellegrini G., "Energia, siamo troppo dipendenti dall'estero", in *Newsletter febbraio 2009*, Cnpi, anno XXXIV n.2, 2009

Pigou A.C., *The Economics of Welfare*, London, McMillan, 1920 (trad. It. *Economia del benessere*, Torino, Utet, 1960)

Stanghellini S., "la valutazione del piano:le istanze, gli approcci", in *Urbanistica*, Inu Edizioni, Roma, n. 105, 1995

Tinacci Mossello M., *Politica dell'ambiente. Analisi, azioni, progetti*, Il Mulino, Bologna, 2008

UNEP, *Global Trends in Sustainable Energy Investment. Report 2008*, Earthprint, Parigi, 2008

Unione Petrolifera, *Relazione annuale 2008,UP*, Roma, 2008, www.unione petrolifera.it

Varvelli L., *Le energie del futuro*, Etas, Torino, 2008

WCED, *Il futuro di noi tutti*, Bompiani, Milano, 1988.

CITTALIA

00186 Roma
Via dei Prefetti 46
www.cittalia.it

ISBN 978-88-6306-013-3