

Energia elettrica, anatomia dei costi



RSEview
RIFLESSIONI SULLENERGIA

RSEview

RIFLESSIONI SULL'ENERGIA

*Energia
elettrica,
anatomia
dei costi*

Copyright © 2014 Editrice Alkes

Autore: Ricerca sul Sistema Energetico – RSE SpA

Editing e impaginazione: Editrice Alkes

Copertina: Fabio Lancini

Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte di questa pubblicazione può essere riprodotta, archiviata, memorizzata o trasmessa in qualsiasi forma o mezzo, se non nei termini previsti dalla legge che tutela i diritti d'autore.

L'autorizzazione alla riproduzione dovrà essere richiesta a RSE

Via Rubattino 54 - 20134 Milano - Italia

Finito di stampare nel mese di Ottobre 2014 presso

AGF Arti Grafiche Fiorin Spa

Via del Tecchione 36 - 20098 Sesto Ulteriano, San Giuliano Milanese (MI)

Prima edizione

ISBN 978-88-907527-7-3

Premessa

Questa monografia della collana *RSEView* nasce con qualche ambizione e al termine di una lunga fase di redazione, elaborazione e riflessione. Affrontare il tema dei costi dell'energia è una sfida di per sé. Inserire questa sfida in un sistema articolato e complesso come quello italiano richiede una buona dose di competenza e determinazione. Si tratta, infatti, di descrivere la *ratio* di scelte spesso sintesi – non sempre ottimale – delle necessità di garanzia del sistema e degli utenti, di esigenze regolatorie e industriali e di risposte a sollecitazioni esterne, come quelle delle politiche comunitarie.

Non è fra gli obiettivi di questo lavoro determinare responsabilità; e neppure identificare una soluzione. Perché certamente non c'è un solo *colpevole* e non esiste un'unica via. La speranza è che vi si trovi, invece, un saldo punto di riferimento per la comprensione di un sistema complesso, articolato, nel quale spesso la correlazione tra causa ed effetto sfugge a semplicistiche spiegazioni. Basti pensare all'apparente contraddizione, che stiamo vivendo, tra prezzi nulli in Borsa e una bolletta elettrica solidamente ancorata a prezzi sistematicamente maggiori rispetto agli altri Paesi europei.

RSE, come sua caratteristica, intende svolgere un ruolo di osservatore terzo ed esterno al sistema. Ed è stata questa la molla che ha dato il via alla monografia, in cui emergono in maniera chiara le due colonne portanti della visione alla base della collana *RSEView*:

- presentare un argomento *difficile* con un linguaggio semplice ma rigoroso e rispettoso della complessità dell'argomento;
- permettere di cogliere sempre la visione d'insieme sviluppando il percorso logico di ogni tema senza perdersi in inutili tecnicismi.

Il risultato è un grande viaggio, un percorso che vale la pena di seguire dall'inizio alla fine. Punto di partenza è la generazione dell'energia elettrica e i costi ad essa connessi, valutati con la visione ampia delle esternalità ambientali. Un rapido passaggio alla declinazione dei contributi delle varie fonti al sistema elettrico nazionale per poi affrontare l'intricata *selva* della bolletta elettrica e dare giustificazioni delle singole voci che la compongono e della loro correlazione con i sottostanti aspetti industriali, legislativi o regolatori.

La sola fotografia dell'esistente non basta però a dare la giusta visione prospettica del tema e si è quindi lanciato lo sguardo verso il futuro, con un orizzonte al 2030. Un traguardo non casuale, legato alla valutazione degli effetti che gli obiettivi europei avranno sul sistema elettrico e su come questi andranno a riverberare sulla bolletta elettrica. Un esercizio che, di nuovo, ha attinto a piene mani dalla

Premessa

consolidata capacità di RSE di sviluppare scenari del sistema che, giova ricordarlo, non sono mere previsioni ma descrizioni dell'evoluzione attesa date le condizioni di partenza, un insieme di ipotesi su aspetti di tipo tecnico ed economico e la definizione degli obiettivi da raggiungere.

Abbiamo voluto chiudere con una concessione al nostro ruolo specifico di struttura di ricerca che guarda al sistema elettrico nel suo complesso. Forse con qualche presunzione, abbiamo provato a identificare alcune azioni che la ricerca italiana potrà sviluppare per intervenire sul costo dell'energia nel tentativo di diminuirlo o, più realisticamente, di contenerne l'aumento.

Il migliore augurio che posso fare al frutto del meticoloso lavoro degli autori di questa monografia è che essa possa trovare stabilmente ospitalità sulla scrivania di tutti coloro che di energia, sistema elettrico, tariffe si occupano, come utile riferimento e come benchmark di una situazione a cui necessariamente occorre dare evoluzione.

Stefano Besseghini

Presidente e Amministratore Delegato RSE



Credits

COORDINATORI DELLA MONOGRAFIA

Massimo Gallanti. Laureato in Ingegneria Elettronica all'Università di Bologna, lavora per più di 15 anni nelle strutture di R&D di ENEL (CISE e ENEL Ricerca), occupandosi di sistemi intelligenti per il controllo di processo, e dal 2000 al 2005 presso CESI con responsabilità di progetti sul mercato elettrico. Attualmente è Direttore del Dipartimento Sviluppo dei Sistemi Energetici di RSE, nel cui ambito si svolgono attività di valutazione di scenari evolutivi del sistema elettrico, studi di reti elettriche, con particolare riferimento alle smart grid, e valutazioni, anche sperimentali, di interventi di efficienza energetica nel settore residenziale, terziario e industria.

Luigi Mazzocchi. Laureato nel 1980 in Ingegneria Nucleare al Politecnico di Milano, dal 1981 al 1997 presso il CISE svolge attività di ricerca in campo termofluidodinamico, per applicazioni a impianti nucleari e convenzionali. Dal 1998 a oggi lavora presso ENEL Ricerca, CESI, RSE, con responsabilità di unità di ricerca operanti nel settore della generazione elettrica. Attualmente ricopre l'incarico di Direttore del Dipartimento Tecnologie di Generazione e Materiali di RSE, nel cui ambito si svolgono studi e sperimentazioni su impianti di generazione a fonti fossili e rinnovabili e su sistemi e tecnologie di accumulo di energia.

Flavio Parozzi. Laureato in Ingegneria Nucleare al Politecnico di Milano, da oltre trent'anni conduce attività di ricerca sulla sicurezza degli impianti di generazione elettrica nucleari e a combustibili fossili. La sua esperienza è maturata nelle strutture della ricerca nucleare ENEL, successivamente in CESI, infine in RSE, dove attualmente è Leading Scientist. Svolge attività di docenza e di tutoring collegati a corsi di laurea in Ingegneria, Fisica e Scienze Ambientali e, in ambito internazionale, a corsi specialistici sulla sicurezza delle installazioni energetiche. È membro della Commissione Energia dell'Ordine Ingegneri di Milano.

CONTRIBUTI DI:

Pierpaolo Girardi, Ettore Lembo, Massimo Meghella,

Fabio Moia, Franco Polidoro, Laura Serri

(Dipartimento Sviluppo sostenibile e Fonti Energetiche)

Michele Benini, Diego Cirio, Antonio Gatti,

Giuseppe Mauri, Gianluigi Migliavacca, Stefano Rossi

(Dipartimento Sviluppo Sistemi Energetici)

Fabio Armanasco, Vincenzo Fantini,

Salvatore Guastella, Gian Antonio Zanetta

(Dipartimento Tecnologie di Generazione e Materiali)

Mario Giuseppe Fanelli, Carlo Legramandi

(Funzione Amministrazione)

Indice

	Sommario	11
	<i>Summary</i>	13
Capitolo 1	Introduzione	15
Capitolo 2	I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie	23
2.1	Le ipotesi generali adottate per il calcolo del costo di generazione	23
2.2	Gli impianti a carbone	24
2.3	Gli impianti a ciclo combinato	31
2.4	Gli impianti idroelettrici	39
2.5	Gli impianti eolici	44
2.6	La conversione energetica della biomassa	49
2.6.1	Tipologie di biomassa	50
2.6.2	L'impiego nei motori a combustione interna	52
2.6.3	L'impiego nei motori a combustione esterna	52
2.6.4	I termovalorizzatori	54
2.7	Gli impianti fotovoltaici	58
2.8	Gli impianti geotermici	64
2.9	Gli impianti nucleari	68
2.10	Il mix italiano e i costi di produzione	71
2.11	La stima dei costi esterni per le diverse fonti	72
2.11.1	Una metodologia semplificata	74
2.11.2	Il confronto tra le fonti energetiche	77
Capitolo 3	La generazione elettrica in Italia	81
3.1	Il parco di generazione nazionale	81
3.2	Gli impianti termoelettrici	83
3.3	Gli impianti a fonte rinnovabile	85
3.4	Il parco di generazione europeo	85
3.5	Confronti internazionali	86
3.6	Il saldo import/export	89
Capitolo 4	La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti	95
4.1	Il costo di approvvigionamento dell'energia	97
4.1.1	Servizio di maggior tutela	100
4.1.2	Mercato libero	103
4.1.3	Confronto dei prezzi al dettaglio tra mercato libero e servizio di maggior tutela	105
4.2	Il costo dei servizi di dispacciamento	106

Indice

4.2.1	L'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento	108
4.2.2	La copertura dei costi di modulazione della produzione eolica	110
4.2.3	La copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema	113
4.2.4	La copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di TERNA	115
4.2.5	La copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva	115
4.2.6	La copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico	115
4.2.7	Confronto tra i corrispettivi unitari	116
4.2.8	Stima del costo annuo del servizio di dispacciamento	117
4.3	Il costo dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura	122
4.4	Oneri generali di sistema	126
4.5	Oneri fiscali	133
4.6	Riassunto della bolletta elettrica nazionale	137
Capitolo 5	Le criticità del sistema italiano	141
5.1	Confronti internazionali	141
5.2	Scenario elettrico al 2030	146
Capitolo 6	Le azioni necessarie per il prossimo ventennio e il ruolo della ricerca	159
6.1	L'efficienza energetica	160
6.2	La competitività delle fonti rinnovabili	161
6.3	La flessibilità della generazione da gas naturale	162
6.4	L'accumulo di energia a basso costo	164
6.5	Il potenziamento della capacità di trasporto della rete	165
6.6	La rete di distribuzione intelligente	165
6.7	Sintesi dei benefici economici attesi dalle azioni di ricerca e innovazione	166
6.8	Nuove fonti programmabili a basse emissioni	166
	Bibliografia essenziale e riferimenti	169



Sommario

L'utilizzo dell'energia elettrica costituisce un importante indicatore dello sviluppo economico e del livello di benessere raggiunto da un Paese. Sia il consumo di energia elettrica sia i consumi pro capite sono chiaramente correlati con il Prodotto Interno Lordo e con altri indicatori di sviluppo macroeconomico con cui è valutabile la qualità della vita degli abitanti.

L'Europa dei 27 si colloca in una fascia alta di prezzi dell'elettricità ed è facile comprendere come i prezzi italiani, ben al di sopra della media europea, siano per noi un fattore critico.

L'obiettivo di questa pubblicazione è perciò quello di descrivere in modo chiaro la struttura e i meccanismi di formazione degli elevati prezzi dell'elettricità in Italia, analizzandone i motivi e suggerendo azioni che potrebbero aiutare un'inversione di tendenza, pur nei tempi medio-lunghi che caratterizzano il sistema elettrico.

A tal fine, sono messi a confronto i costi di generazione delle principali tecnologie utilizzabili nel sistema elettrico italiano con riferimento al *Levelized Cost of Electricity* (LCOE); ossia il prezzo di vendita necessario - considerando l'energia generata da un impianto lungo la sua vita tecnica - per coprire tutti i costi relativi alla costruzione e all'esercizio dell'impianto stesso (oneri finanziari e tasse inclusi) e per ottenere un determinato ritorno sul capitale proprio investito.

Per tener conto anche delle esternalità ambientali, lo studio utilizza una metodologia speditiva, messa a punto dall'Agenzia Europea per l'Ambiente, che consente di valutare in termini monetari il danno sulla salute e sull'ambiente provocato da inquinanti atmosferici con effetti a scala locale e regionale e inquinanti atmosferici con effetti a scala globale (come l'effetto serra).

Poiché la composizione del parco elettrico evolve con una costante di tempo di alcuni decenni, in quanto legata alla vita utile degli impianti, risulta pressoché impossibile descrivere compiutamente la situazione economica di un sistema elettrico nel quale si sono stratificate diverse generazioni di impianti. Lo studio di RSE si basa quindi necessariamente su ipotesi semplificative, e determina i costi di generazione con un LCOE calcolato per nuove costruzioni e con costi di combustibili, materiali, mano d'opera e degli investimenti, ai valori odierni. Questo fa sì che l'analisi rappresenti più un giudizio qualitativo della strategia energetica piuttosto che una valutazione economica relativa al presente; e aiuta a comprendere quale sia il peso delle diverse fonti sui costi per il cliente finale italiano, attuale e in prospettiva.

Mediante un confronto con il mix elettroenergetico di altri Paesi,

in particolare nell'ambito UE, è possibile comprendere le cause del *gap* osservabile fra i prezzi italiani e quelli delle altre nazioni. Ed è utile analizzare la consistenza e l'andamento delle importazioni nette, sia a testimonianza della scarsa competitività della generazione italiana, sia in termini di prospettive di offerta di servizi in un futuro mercato integrato.

La struttura della bolletta elettrica nazionale è quindi illustrata nelle sue principali componenti che contribuiscono al prezzo del kWh consumato: costo di approvvigionamento, costo per il servizio di dispacciamento, costo dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura, oneri generali di sistema e imposte. La prima voce è relativa al costo di approvvigionamento del prodotto 'energia elettrica' e include, oltre al costo della *commodity*, anche i costi di commercializzazione e vendita sostenuti dal fornitore di energia. Il costo del servizio di dispacciamento è a copertura delle risorse acquisite dal gestore di rete per garantire la gestione del sistema elettrico. La terza voce include i costi connessi alle infrastrutture (rete di trasmissione, distribuzione e misura) necessarie per portare l'energia elettrica dalle centrali di produzione ai consumatori e misurarne le quantità fornite. La quarta voce include gli oneri di interesse generale per il Sistema Paese, introdotti da norme di legge, come gli incentivi erogati per sostenere lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Infine, la componente fiscale è relativa alle aliquote di IVA, imposte erariali o accise.

Nei capitoli conclusivi, la pubblicazione concentra l'attenzione sulle criticità del sistema italiano mediante confronti internazionali, mettendo in evidenza come, nonostante gli sforzi verso la creazione di un mercato unico europeo dell'energia, i prezzi dell'elettricità agli utenti finali permangono sensibilmente differenziati da Paese a Paese.

Prendendo in considerazione lo scenario elettrico al 2030, vengono individuate le future azioni necessarie e il ruolo della ricerca, tenendo conto che gli aspetti economici e le strategie di approvvigionamento non sono certamente l'unico obiettivo della politica energetica italiana. Obiettivo al quale deve necessariamente essere affiancata anche una politica atta a favorire l'efficienza energetica e, in generale, la salvaguardia dell'ambiente attraverso la riduzione delle emissioni climalteranti e l'impiego di fonti rinnovabili e di combustibili e tecnologie a bassa emissione di carbonio.



Summary

The use of electricity is an important indicator of the economic development and level of welfare attained by a country. Both the overall consumption of electricity and consumption levels per capita are clearly correlated with the GDP and other indicators of macro-economic development used for estimating the quality of life of the inhabitants.

EU-27 countries are placed in a high-end in terms of price of electricity and is easy to understand how the Italian prices, well above the European average, are a critical factor for Italy.

The aim of this publication is therefore to clearly describe the structure and mechanisms of formation of so high electricity prices in Italy, analyzing the related reasons and suggesting actions that could help to change the situation, even if in a medium-long term perspective, typical of the electricity system.

In this light, the cost of generation of key technologies used in the Italian electricity system are compared, referring to the Levelized Cost of Electricity (LCOE): i.e. the price at which it is necessary to sell the power generated from a plant of each technology, over its life, to cover all costs related to its construction and operation (financial charges and taxes included) and get a given investment return.

In order to take into account environmental externalities, the study of RSE uses a fast method, developed by the European Agency for the Environment, which allows to evaluate, in monetary terms, the social damage due to air pollutants having both local and regional effects, as well as air pollutants with a global-scale impact like the greenhouse effect.

Since the composition of the power generation fleet evolves with a time constant of a few decades, as it is related to the life of plants, it is almost impossible to completely describe the economic situation of an electrical system, where several generations of power plants coexist. The study, then, is based necessarily on simplifying assumptions, and determines the cost of generation with a LCOE calculated for new constructions and with the costs of fuel, materials, labor and investment at today values. This means that the analysis is more a qualitative assessment of the energy strategy rather than an economic evaluation related to the present status, but it helps to understand what is the weight of the various sources on the costs to the Italian end-customer, both current and in prospective.

Through a comparison among the electricity mixes of other countries, in particular of the EU, it is possible to understand the causes of the observed gap between the Italian prices and those of other nations. As a matter of fact, the consistency and trend of net

imports puts in evidence the poor competitiveness of the Italian generation system, also in terms of supply of services in a future integrated market.

The structure of the national electric bill is then described by its principal components that contribute to the price of kWh consumed: the cost of energy procurement, dispatching services, electricity transmission, distribution and metering, general system charges and taxes. The first item relates to the cost of the product “electricity” and includes, in addition to the cost of commodities, the costs of marketing and sales incurred by the energy supplier. The cost of the dispatching service has to cover the resources acquired by the network operator to ensure the management of the electricity system. The third item includes costs related to infrastructures (transmission network, distribution and measurement) needed to bring electricity from power stations to consumers and measure the quantity supplied. The fourth item includes charges of general interest to the country system, introduced by law, such as the incentives provided to support the development of renewable energy sources. Finally, the tax component is related to the rates of VAT, excise taxes or excise duties.

In the last chapters, the publication focuses on the criticality of the Italian system through international comparisons, highlighting how, despite the efforts towards the creation of a single European energy market, electricity prices to end-users remain significantly different from country to country.

Taking into consideration the electric scenario at 2030, the need of future actions and the role of research are finally identified, taking into account that the economic aspects and procurement strategies are certainly not the only target of the Italian energy policy, as those objectives must necessarily be coupled with a policy to promote energy efficiency and, in general, with the preservation of the environment through the reduction of greenhouse gas emissions and the use of renewable energy sources and low-carbon emitting fuels and technologies.

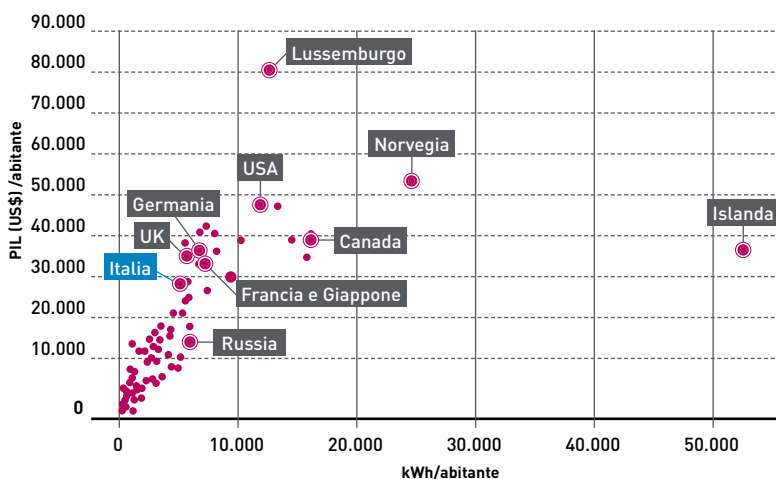
Introduzione

L'utilizzo dell'energia elettrica costituisce un importante indicatore dello sviluppo economico e del livello di benessere raggiunti da un Paese e, come risulta evidente dal grafico di Figura 1.1, il suo consumo appare chiaramente correlato con il Prodotto Interno Lordo (PIL). Pur con una notevole dispersione, legata a fattori climatici e alla diversa struttura industriale delle varie nazioni, è evidente la forte crescita dei consumi pro capite in funzione del PIL.

L'elevato consumo pro capite in Islanda, ben evidente nel grafico, è da ritenere un caso particolare, molto meno significativo di quello dei Paesi maggiori. È per altro una situazione facilmente spiegabile con il forte uso di elettricità da parte delle industrie metallurgiche di quell'isola, concentrata su un basso numero di abitanti.

FIGURA 1.1

Correlazione fra consumi elettrici e Prodotto Interno Lordo, con evidenziati alcuni Paesi chiave.



Una correlazione pure interessante è inoltre quella tra i consumi elettrici e l'indice di sviluppo della popolazione interessata. Questo parametro, denominato HDI (*Human Development Index*), è un indicatore di sviluppo macroeconomico messo a punto da alcuni economisti a partire dagli Anni '90 ed è utilizzato dall'Organizzazione delle Nazioni Unite, accanto al PIL, per valutare la qualità della vita nei Paesi membri.

Il riferimento al PIL, infatti, si limita al valore monetario dei beni e dei servizi prodotti in un anno su un determinato territorio nazio-

nale e si basa quindi esclusivamente sugli aspetti finanziari. In pratica, un cittadino molto ricco *ridistribuisce* la sua ricchezza su molti poveri falsando in tal modo la valutazione del livello di vita di questi ultimi. L'indice HDI, che ha una scala decrescente da 1 a 0, tiene conto di differenti fattori, oltre al PIL pro capite, come l'alfabetizzazione e l'aspettativa di vita.

È da notare la dipendenza di tipo logaritmico della correlazione HDI-kWh/abitante mostrata nel grafico di Figura 1.2. A differenza della correlazione con il PIL, questo andamento mostra come per la popolazione sia importante un certo grado di “energizzazione” per elevare la qualità della vita. Oltre un certo livello, attualmente quello europeo-nordamericano, il consumo energetico può aumentare solo in relazione al tipo di impieghi elettrici, soprattutto nell'industria.

Un'ulteriore evidenza che emerge dall'esame dei dati storici sui consumi energetici è la crescente “penetrazione” dell'energia elettrica rispetto ai consumi energetici complessivi¹. Si osserva infatti come, nell'arco di circa un secolo, la penetrazione elettrica in ambito statunitense (quindi nell'economia più importante e avanzata) sia aumentata dal 10 al 40% circa, mentre a partire dagli Anni '20 è stata osservata una netta diminuzione dell'incidenza energetica sul PIL. Si potrebbero sintetizzare queste osservazioni dicendo che l'energia viene utilizzata in modo sempre più efficiente, e contestualmente i consumi si spostano in modo progressivo verso il vettore elettrico, che favorisce un utilizzo più efficace dell'energia.

Tale tendenza è del tutto confermata anche per l'Italia, come è immediato desumere dalla Figura 1.3, che illustra nell'arco dell'ultimo quarantennio l'incremento della penetrazione elettrica (quasi il 60% in più in termini relativi).

L'energia elettrica e le relative tecnologie hanno quindi dato un rilevante contributo sia al miglioramento della qualità della vita, sia allo sviluppo dell'economia, attraverso un uso ottimale delle fonti energetiche.

Da ciò è facile intuire in che misura la disponibilità di energia elettrica in quantità adeguata e a prezzi competitivi possa influire in modo anche determinante sulla crescita economica, il livello di occupazione e in generale il benessere di una nazione. Tale favorevole situazione nel nostro Paese può dirsi raggiunta in termini di qualità e capillarità del servizio elettrico, non altrettanto per quanto riguarda

¹ Si definisce “penetrazione elettrica” il rapporto tra l'energia primaria trasformata in energia elettrica e il totale dell'energia primaria consumata.

Introduzione

FIGURA 1.2

Correlazione tra consumi elettrici e indice di sviluppo HDI, con evidenziati alcuni Paesi chiave.

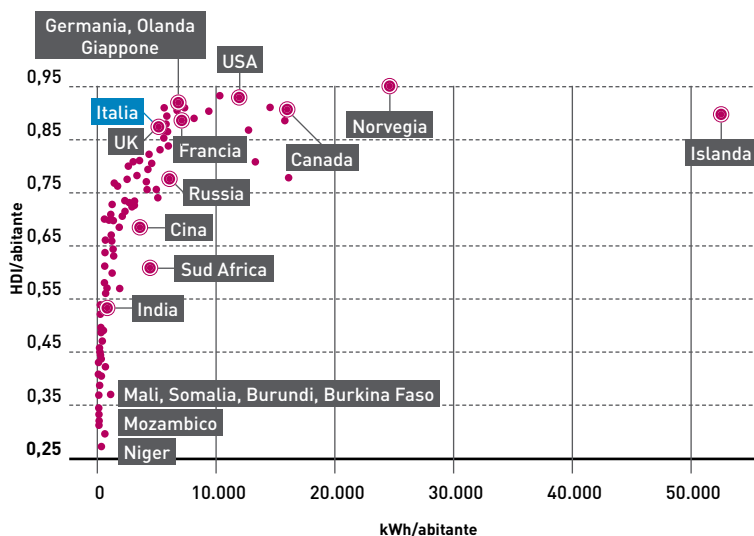
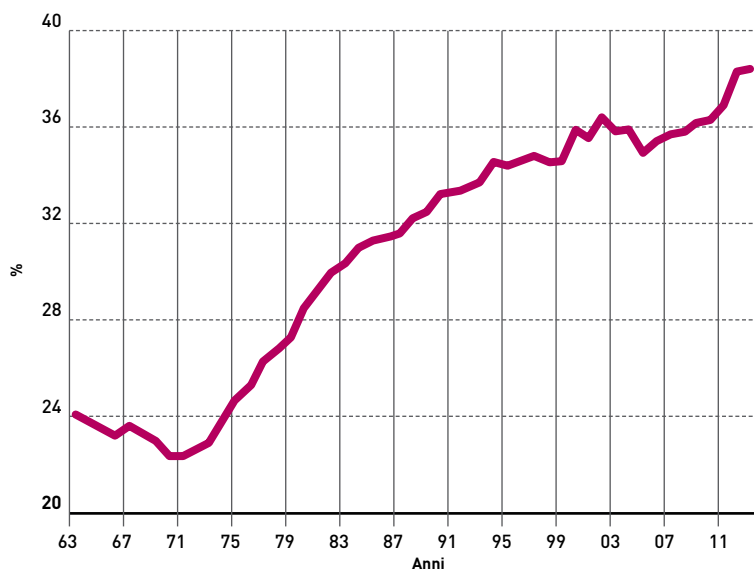


FIGURA 1.3

Andamento dell'indice di penetrazione elettrica in Italia.



la competitività dei prezzi per gli utenti finali, che risultano invece notevolmente più elevati rispetto alla maggior parte dei Paesi che, per motivi geografici ed economici, sono in generale ben confrontabili con il nostro. Non a caso negli ultimi anni il prezzo elevato dell'energia in generale, e di quella elettrica in particolare, è stato indicato sia dagli economisti, sia dagli esponenti delle parti sociali, come una delle cause della scarsa competitività dell'economia italiana.

La criticità del tema risulta ulteriormente rafforzata dall'esame dei prezzi dell'energia elettrica in Europa, come emerge ad esempio dal documento *Energy prices and cost report 2014* della Commissione Europea. Si tratta di un ampio studio dal quale si evince fra le altre cose come l'Europa dei 27 si collochi nella fascia più alta di prezzo dell'elettricità per quanto riguarda i clienti residenziali (solo il Giappone e l'Australia hanno prezzi più elevati) e ancor più per quelli industriali (il solo Giappone si colloca sopra il valore medio europeo). Da ciò è facile comprendere come i prezzi italiani, che come si vedrà nel seguito sono ben oltre la media europea, rappresentino un fattore critico per la competitività, a maggior ragione se si voglia considerare il contesto mondiale e non solo quello europeo.

Il principale obiettivo di questa pubblicazione è quindi quello di descrivere in modo chiaro la struttura e i meccanismi di formazione dei prezzi dell'elettricità, evidenziare almeno parte delle cause dei prezzi più alti della media, e infine indicare alcune azioni che potrebbero iniziare ad invertire la tendenza, pur nella consapevolezza che il sistema elettrico reagisce ai cambiamenti in tempi medio-lunghi e che quindi alcune di tali azioni non sono in grado di produrre

TABELLA 1.1

Confronto dei prezzi dell'elettricità in Italia, tasse incluse, con la media europea per diverse categorie di utenti.

Tipo utente	Consumo annuo	Italia (€/MWh)	Francia (€/MWh)	Germania (€/MWh)	Regno Unito (€/MWh)	Spagna (€/MWh)	Media EU-27 (€/MWh)	Differenza % [(Italia-UE)/UE]
Domestico base	2,5 MWh	198	175	317	193	241	214	-7,48%
Domestico medi consumi	3,5 MWh	231	153	292	177	215	200	+15,5%
Domestico alti consumi	7 MWh	288	141	278	161	194	192	+50,0%
Piccola impresa	100 MWh	233	131	217	160	184	176	+32,4%
Media impresa	da 500 MWh a 2 GWh	197	108	189	129	147	148	+33,1%
Energivoro	5 GWh	176	94	170	128	129	132	+33,3%
Grande energivoro	>20 GWh	148	85	152	121	105	118	+25,4%

Introduzione

effetti significativi in pochi anni.

L'analisi della struttura e dei meccanismi di formazione dei prezzi non può che partire da due evidenze oggettive:

- Qual è il prezzo (incluse imposte) che le principali categorie di clienti pagano in Italia?
- Come tale prezzo si rapporta al dato medio europeo?

Una risposta sintetica è riportata nella Tabella 1.1, che si basa su dati 2013 elaborati da RSE a partire dalla “Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta” pubblicata dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico in data 31 marzo 2014.

Come si può facilmente osservare, ad esclusione degli utenti domestici con bassi consumi², per i quali la differenza è comunque modesta, il prezzo italiano è costantemente più elevato della media dell'Unione Europea, per una percentuale che varia tra il 15 e il 50%.

Sono stati inoltre presi a riferimento anche quattro Paesi europei che per collocazione, popolazione e livello di sviluppo economico potevano essere meglio confrontabili con il nostro: Germania, Francia, Spagna e Regno Unito. I Paesi citati sono, nell'ordine, i maggiori partner commerciali dell'Italia nell'ambito dell'Unione Europea.

Solo la Germania e, in minor misura, la Spagna presentano prezzi più elevati dell'Italia, ma unicamente per quanto concerne gli utenti domestici con consumi medio-bassi. Per gli utenti domestici con consumi elevati e, soprattutto, per le utenze aziendali di ogni categoria i prezzi degli altri Paesi sono nettamente inferiori, anche del 50%.

Tali osservazioni confermano come gli elevati prezzi dell'elettricità possano rappresentare un freno alla competitività, proprio nei confronti di Paesi vicini e con cui più intenso è lo scambio commerciale.

Per quantificare tale svantaggio è utile esaminare l'incidenza dei consumi elettrici sull'economia italiana, sia nella sua globalità, sia con riferimento ai principali settori.

A tal fine è stato definito un indice pari al rapporto fra il costo per l'acquisto dell'energia elettrica e il Prodotto Interno Lordo (PIL), per quanto riguarda il dato globale, e al rapporto fra il costo per l'acquisto dell'energia elettrica e il Valore Aggiunto, per quanto riguarda i singoli settori.

I dati relativi al PIL e al valore aggiunto per settore sono stati ricavati dalle pubblicazioni ISTAT, mentre i consumi di energia elettrica

² Va precisato che nella fascia degli utenti domestici con bassi consumi (al di sotto di 2.640 kWh/anno) si colloca circa il 77% dei punti di prelievo ad uso domestico.

sono stati tratti dai “Dati Statistici” pubblicati da TERNA. I dati sono riferiti all'anno 2012, l'ultimo per il quale, al momento di mandare in stampa questa monografia, sono risultati disponibili i dati di valore aggiunto suddivisi per settore di attività economica. Dovendo per omogeneità calcolare in termini monetari il valore dell'energia elettrica venduta, da cui desumere l'incidenza sul PIL e sul valore aggiunto, basandosi sui dati riportati nella pubblicazione AEEGSI “Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta - 31 marzo 2014” sono stati stimati valori medi di 0,25 €/kWh per clienti domestici, 0,15 €/kWh per i settori industriali più energivori e 0,20 €/kWh per gli altri clienti. Si tratta evidentemente di dati approssimati, che non dovrebbero però inficiare le considerazioni di massima da essi desunte.

Sulla base di tali dati e assunzioni, si osserva che il rapporto fra il costo complessivo di acquisto dell'energia elettrica e il PIL è di circa il 4%.

Più significativa è l'analisi del rapporto fra il costo di acquisto dell'energia elettrica e il valore aggiunto dei diversi settori economici esaminati, rappresentato in Figura 1.4. Si osserva che tale rapporto è più basso della media nazionale per il settore terziario e la Pubblica Amministrazione, poco sopra la media nazionale per l'agricoltura e sensibilmente più elevato (5,8%) per l'industria.

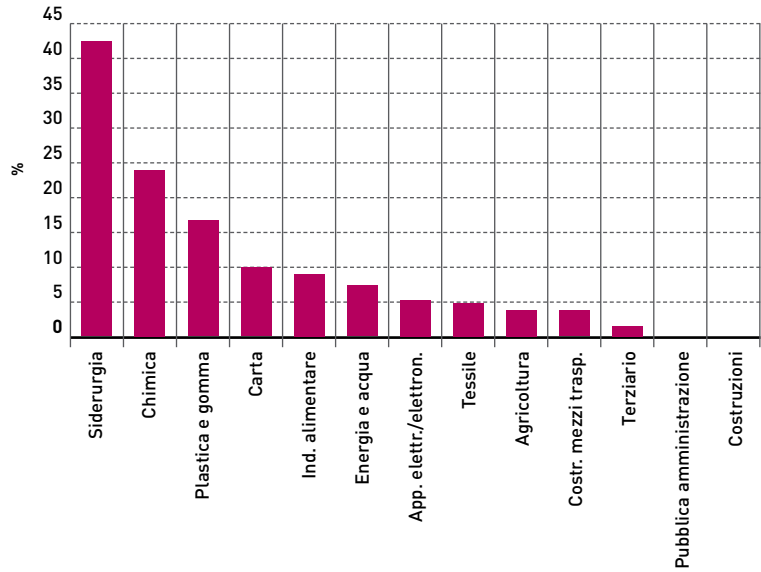
Molto elevata risulta l'incidenza dell'energia elettrica per quanto riguarda, in ordine decrescente, la metallurgia, la chimica, la lavorazione di plastica e gomma, l'industria cartaria e quella alimentare³: per tutti questi settori l'incidenza sfiora, e in molti casi supera ampiamente il 10%.

Stante il già citato e ampio divario del prezzo dell'energia elettrica fra l'Italia e gran parte dei Paesi nostri naturali concorrenti, si può ritenere che per i settori citati tale divario comporti una penalizzazione significativa (da qualche punto percentuale fino a valori intorno al 10% dei costi di produzione, nei casi peggiori) in termini di competitività, e rappresenti un freno allo sviluppo industriale, se non addirittura una minaccia alla presenza italiana in questi settori.

3 Tali risultati sono influenzati dall'aver scelto come parametro di confronto il rapporto (costo energia elettrica)/(valore aggiunto): l'impiego del valore della produzione al posto del valore aggiunto porterebbe a risultati assai diversi, in funzione ad esempio del diverso peso delle materie prime e dei semilavorati nei vari settori. Si ritiene tuttavia che questa circostanza non tolga validità né quantitativa, né tantomeno qualitativa, alle considerazioni che seguono. Inoltre, essendo il valore aggiunto pari al fatturato depurato dei costi per materie prime e servizi esterni, lo si è ritenuto un parametro più correttamente correlabile ai consumi energetici dell'azienda.

FIGURA 1.4

Rapporto fra il costo sostenuto per l'acquisto di energia elettrica e il valore aggiunto, per i principali settori economici.



Sempre sulla base di dati ISTAT, questa volta per la parte relativa all'occupazione, sempre riferiti all'anno 2012, si può osservare che gli occupati nei settori citati come più critici sono circa un milione.

2.1

LE IPOTESI GENERALI ADOTTATE PER IL CALCOLO DEL COSTO DI GENERAZIONE

Il presente capitolo intende mettere a confronto i costi di generazione delle principali tecnologie utilizzabili nel sistema elettrico italiano. Più precisamente, per “costo di generazione” si farà riferimento al *Levelized Cost of Electricity* – LCOE, ossia al prezzo a cui occorre vendere l'energia generata da un impianto di ciascuna tecnologia lungo la sua *vita* tecnica per coprire tutti i costi relativi alla costruzione e all'esercizio dell'impianto stesso (oneri finanziari e tasse inclusi) e ottenere un determinato ritorno sul capitale proprio investito (*Return On Equity* – ROE).

La valutazione del LCOE è stata effettuata prendendo a riferimento un investimento che preveda una quota di capitale proprio del 25%, sul quale si richiede un tasso di ritorno pari al 12% annuo. La rimanente quota a debito è stata considerata coperta con un prestito ad un tasso passivo del 7% annuo; la durata del debito è stata assunta pari a 15 anni. Si è ipotizzato inoltre che ai profitti derivanti dall'esercizio degli impianti considerati vengano applicate le imposte IRES e IRAP, con aliquote pari rispettivamente al 27,5 e al 3,9%¹.

Il coefficiente di ammortamento fiscale è stato assunto pari a quello in vigore per gli impianti di produzione di energia elettrica, ossia il 9%². Si è infine ipotizzato che, nell'arco della vita degli impianti considerati, vi sia un tasso di inflazione medio annuo pari al 2%.

La Tabella 2.1 riassume i parametri utilizzati per il calcolo del LCOE delle diverse tecnologie.

Nel seguito, per ciascuna tecnologia di generazione considerata verranno definiti i seguenti ulteriori parametri, necessari al calcolo del LCOE:

- costi di investimento specifici [M€/MW];
- tempo di costruzione [anni];
- costi fissi di O&M [M€/MW/anno];

¹ L'IRAP non si applica ai profitti, si considera come imponibile il valore della produzione, a cui vanno tolti alcuni ma non tutti i costi (non si tolgono il personale e alcuni interessi passivi).

² L'ammortamento fiscale nel primo anno per legge deve essere la metà della percentuale prevista, mentre nell'ultimo anno la percentuale da applicare è il complemento a 100 della somma delle percentuali applicate in tutti gli anni precedenti: ne consegue che con un coefficiente del 9% l'ammortamento si completa in 12 anni.

TABELLA 2.1

Parametri utilizzati per il calcolo del LCOE delle principali tecnologie di generazione utilizzate nel sistema elettrico italiano.

Quota di capitale proprio	25%
Tasso di ritorno sul capitale proprio	12%
Quota a debito	75%
Durata del debito	15 anni
Tasso passivo sul debito	7%
Aliquota IRES	27,5%
Aliquota IRAP	3,9%
Coefficiente di ammortamento fiscale	9%
Tasso di inflazione	2%

- costi variabili di O&M [€/MWh];
- costi del combustibile [€/Gcal] (se applicabili);
- rendimento dell'impianto [%] (se applicabile, ai fini del calcolo del consumo di combustibile);
- ore equivalenti di funzionamento a potenza massima [ore/anno];
- vita tecnica dell'impianto [anni].

Infine, sulla base di tali parametri e di quelli generali riportati in Tabella 2.1, saranno calcolati e messi a confronto i valori di LCOE delle tecnologie di generazione considerate.

2.2

GLI IMPIANTI A CARBONE

Il carbone è stato impiegato come combustibile per la produzione di vapore destinato alla generazione di energia elettrica sin dalla fine del Diciannovesimo secolo. Ancora oggi costituisce una delle principali fonti utilizzate a tale scopo. Le motivazioni di un utilizzo così diffuso del carbone sono molteplici.

Il carbone è il combustibile per la produzione di energia elettrica che offre una disponibilità accertata molto maggiore di qualsiasi altra fonte fossile, con una distribuzione abbastanza omogenea a livello planetario. Il carbone è pertanto una fonte il cui approvvigionamento è a basso rischio geopolitico; inoltre, trattandosi di un solido, il suo trasporto non pone rilevanti problemi di sicurezza né comporta elevati costi energetici ed economici.

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

Il prezzo del carbone è molto meno volatile di quello del petrolio e del gas naturale ed è sicuramente competitivo; ciò vale in particolare in Europa, dove non si è ancora attinto alle potenzialità della risorsa *shale gas*, che negli Stati Uniti ha invece conosciuto un rapido e considerevole sviluppo e presenta, a parità di apporto energetico, costi persino inferiori al carbone stesso. Il carbone, come il gas naturale e il nucleare, è in grado di garantire in modo affidabile, continuativo e programmabile la richiesta di energia. Dal carbone è anche possibile estrarre altri prodotti chimici e, soprattutto, idrogeno e combustibili liquidi da utilizzare nel settore dei trasporti, modulando opportunamente tali produzioni con quella di energia elettrica; questi utilizzi complementari sono oggetto di recenti programmi di ricerca finalizzati a rendere queste tecnologie economicamente praticabili.

Per contro, è ben noto come il carbone, in assenza di adeguati sistemi di trattamento dei fumi, sia la fonte più inquinante in termini di emissioni di gas serra e di gas acidi (CO_2 , SO_2 , NO_x), di metalli pesanti (tra cui il mercurio) e di particolato solido, con particolare riferimento alle polveri sottili. L'impatto ambientale degli impianti a carbone spiega la bassa accettabilità da parte delle comunità locali.

Mentre le altre emissioni in realtà sono state significativamente ridotte dai cosiddetti interventi di ambientalizzazione, realizzati a seguito dell'introduzione di misure legislative sempre più restrittive, le emissioni di CO_2 , che per impianti con rendimenti del 38% ammontano a circa 890 g/kWh, attualmente finiscono completamente in atmosfera.

Non a caso, sforzi rilevanti di ricerca e sviluppo sono oggi indirizzati sulle tematiche della cattura e sequestro della CO_2 (Carbon Capture and Storage, CCS) che hanno assunto un ruolo preponderante nell'ambito delle ricerche sui combustibili fossili. Nonostante tali sforzi, permangono incertezze sulle effettive potenzialità di applicazione e sui costi delle diverse tecnologie in esame, nessuna delle quali ha raggiunto una maturità sufficiente a un impiego economicamente accettabile a livello commerciale. Vale la pena di segnalare che, nella prospettiva di impianti predisposti per la cattura della CO_2 , hanno conosciuto un rinnovato e forte interesse le tecnologie di gassificazione del carbone che, per la configurazione stessa del processo, meglio si prestano ad integrare efficienti sistemi di cattura. Inoltre, questi impianti possono condurre allo sfruttamento del carbone in modo flessibile, attraverso la co-produzione di energia elettrica, combustibili liquidi e idrogeno.

Fattori economici che incidono negativamente sull'utilizzo del carbone per la produzione di energia elettrica sono il costo e i tempi di installazione di una centrale a carbone, entrambi più elevati

rispetto a quelli di una centrale a gas a ciclo combinato, e il potenziale aumento dei prezzi di tale fonte per la crescente domanda da parte di Paesi come Cina e India. L'incremento dei prezzi può essere contrastato dalla crescita dello sfruttamento dello shale gas, come di recente avvenuto nel caso degli USA, dove proprio l'accresciuto utilizzo del gas ha portato a una riduzione della domanda di carbone e al conseguente aumento dell'offerta sugli altri mercati.

In assenza dello sviluppo di tecnologie di cattura e sequestro della CO₂, nel caso dell'implementazione di politiche più restrittive sull'emissione di gas climalteranti, con conseguente incremento dei prezzi dei permessi di emissione di CO₂, gli impianti di generazione a carbone risultano maggiormente penalizzati rispetto a quelli a gas, per via delle più elevate emissioni specifiche.

In ambito nazionale, inoltre, la risorsa carbone è scarsamente disponibile e deve essere importata per la quasi totalità, come per tutti i combustibili fossili.

I diversi fattori sfavorevoli sopra citati, uniti a meccanismi autorizzativi piuttosto complessi, hanno determinato in Italia un quadro di ridotto utilizzo del carbone come fonte di energia elettrica rispetto a quello mediamente rilevabile su scala internazionale. Infatti, se a livello mondiale la produzione di energia elettrica da carbone è prossima al 40% del totale e a livello europeo si aggira attorno al 30%, dai dati statistici disponibili sul sito di AEEGSI si ricava che in ambito nazionale nel quinquennio 2008-2012 la produzione di energia elettrica lorda da combustibili solidi (carbone nazionale ed estero) è stata mediamente pari al 14,1% dell'energia lorda totale prodotta, con una punta del 15,6% nel 2012 corrispondente a 46.755 GWh.

La maggior parte di questa energia è prodotta da impianti con potenza nominale superiore ai 50 MW, per una capacità installata non inferiore a 9.500 MW. Se si escludono 2 gruppi da 320 MW con caldaia a letto fluido, gli altri impianti sono tutti a polverino di carbone. L'età media delle centrali è elevata e valutabile nell'intorno dei 30 anni.

Dai dati statistici TERNA sulla produzione di energia elettrica, relativi al 2012, si ricava inoltre che il consumo specifico netto per la produzione termoelettrica da combustibili solidi è stato pari a 2.425 kcal/kWh, che corrisponde ad un rendimento del 35,5%. In realtà, il valore di rendimento più comunemente indicato per un tradizionale impianto a carbone di grossa taglia è pari al 38 ÷ 39%. Per gli impianti basati su configurazioni e parametri del vapore tradizionali, la tecnologia è in larga parte consolidata ed eventuali miglioramenti di prestazioni e rendimento non possono che essere marginali. Risultati significativi si possono ottenere con gli impianti supercritici o

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie



FIGURA 2.1

Vista della centrale a polverino di carbone di Torrefaldaliga Nord e gruppo turbogeneratore in una sala macchine di una centrale termoelettrica.

(Fonte: www.enel.com)

ultra-supercritici (USC), dove l'innalzamento della temperatura del vapore generato nella caldaia fino a oltre 600 °C e della pressione fino a 30 ÷ 32 MPa (300 ÷ 320 bar) consente di arrivare a valori di rendimento nominale dell'ordine del 42 ÷ 46%, in funzione anche delle condizioni ambientali esterne. Impianti di questo tipo sono già in esercizio commerciale da qualche anno e la loro tecnologia si può considerare lo stato dell'arte. L'unico esempio in Italia è costituito dalla centrale Enel di Torrefaldaliga Nord, dove sono in esercizio tre unità USC da 660 MW. Ulteriori azioni di ricerca su questo fronte sono soprattutto rivolte allo sviluppo e alla prova di nuovi materiali.

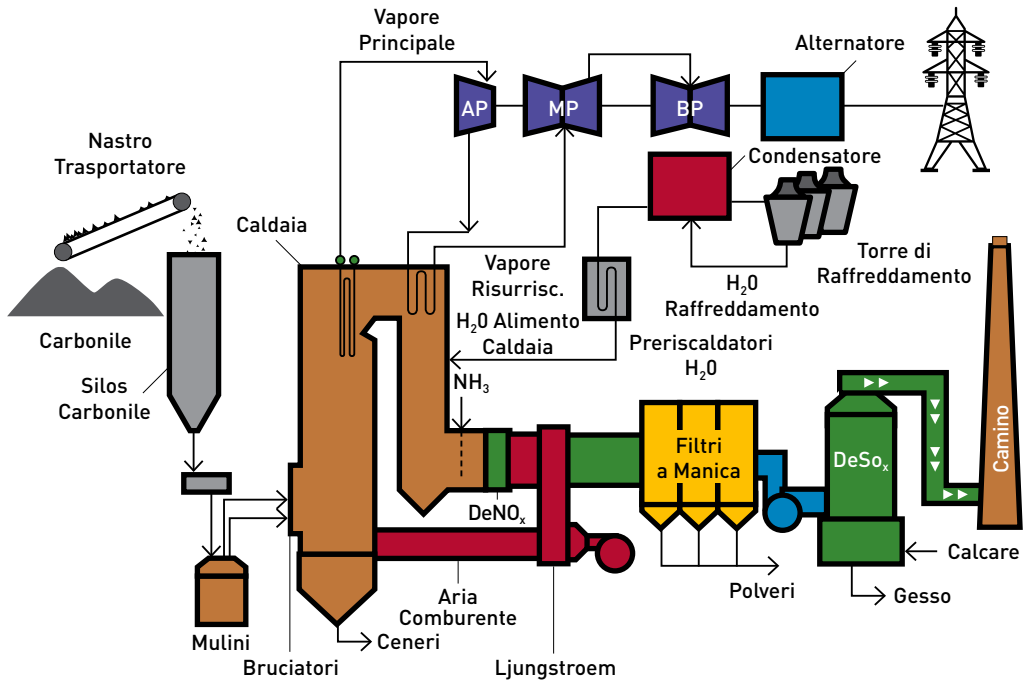
Un tipico impianto di generazione termoelettrico a carbone è basato sul ciclo Rankine. I principali componenti di una centrale a polverino di carbone, di tipo tradizionale o USC, sono essenzialmente costituiti dal macchinario principale (caldaia, turbina e generatore elettrico) e dal macchinario ausiliario, tra cui il nastro di trasporto del carbone in pezzi dal deposito ai silos in prossimità della caldaia, i mulini per la polverizzazione del carbone, le pompe di acqua alimento del ciclo termodinamico, le pompe di circolazione dell'acqua di raffreddamento, i ventilatori dell'aria comburente e di estrazione fumi, il Ljungstroem di preriscaldamento dell'aria comburente e i motori diesel di emergenza.

Sul percorso dei gas di scarico al camino si individuano poi i sistemi di ambientizzazione costituiti dal denitrificatore (impianto DeNO_x), dai filtri di cattura delle polveri (filtri elettrostatici e/o a manica) e dal desolfatore (impianto DeSO_x). Vi sono poi i trasformatori elettrici e la sottostazione elettrica per la connessione in rete.

Si osserva che la potenza assorbita dagli ausiliari d'impianto è dell'ordine di un 5 ÷ 7% della potenza lorda prodotta dall'impianto.

FIGURA 2.2

Schema di impianto di una unità a polverino di carbone.



Uno schema tipico di impianto è rappresentato in Figura 2.2; nelle centrali a carbone italiane il vapore scaricato dalla turbina di bassa pressione è condensato con prelievo di acqua di mare o di un corso d'acqua.

Le infrastrutture richieste per l'esercizio degli impianti in centrali a polverino di carbone, che nel nostro Paese sono generalmente situati in riva al mare, sono rilevanti e determinano una occupazione di terreno considerevole rispetto a quella degli impianti a gas a ciclo combinato. Si pensi al porto d'attracco e scarico delle navi carboniere, al deposito del carbone (carbonile), ai nastri trasportatori del carbone dal porto al carbonile e dal carbonile ai silos in prossimità della caldaia, alla ciminiera, alle tramogge di raccolta e ai condotti di evacuazione delle polveri nei fumi e delle ceneri in caldaia. Negli impianti moderni il carbonile e i nastri di trasporto del carbone, ceneri e polveri sono sigillati e depressurizzati. Anche per questo motivo una moderna centrale a carbone è generalmente costituita da due o tre unità, in modo da ridurre l'incidenza dei costi delle infrastrutture sul costo finale dell'energia prodotta. Le rilevanti inerzie termiche del generatore di

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

vapore e dei corpi di turbina determinano una limitata flessibilità di questi impianti.

In ambito nazionale, gli impianti recentemente realizzati (Torrevaldaliga Nord) o quelli progettati, come la centrale di Porto Tolle, sono ottenuti mediante il rifacimento di impianti esistenti a olio combustibile. Per la stima del costo dell'energia prodotta da un impianto a polverino di carbone, con i criteri già discussi all'inizio del capitolo, si fa tuttavia riferimento ad una centrale di nuova installazione (*greenfield*) costituita da 2 o 3 unità da 660 MW di potenza netta ciascuna, per la quale si assumono le ipotesi illustrate qui di seguito.

Il macchinario principale può essere di tipo tradizionale o USC, ma l'impianto è in ogni caso equipaggiato con sistemi di ambientizzazione allo stato dell'arte. I costi di investimento dei due impianti al netto degli oneri finanziari (*overnight costs*) si differenziano soprattutto per la qualità dei materiali, per cui si valuta un differenziale di costo nell'ordine del 10%.

Il tempo di costruzione è stimabile in 4 ÷ 5 anni, a prescindere da complicazioni nella fase autorizzativa. Si assume cautelativamente un dato di 5 anni.

Il combustibile utilizzato è costituito da carboni bituminosi con potere calorifico inferiore (PCI) tipicamente prossimo a 6.000 kcal/kg e comunque compreso in un intervallo da 5.000 a 7.000 kcal/kg. In ogni caso, si consideri che il combustibile viene pagato sulla base del suo contenuto energetico, e il costo è pertanto espresso in €/Gcal.

I costi annui di esercizio e manutenzione (costi O&M, *Operation and Maintenance*) sono complessivamente stimati come percentuale dei costi di investimento. Il valore annuo risultante è stato poi scomposto nelle voci dei costi fissi e variabili, in rapporto di 2/1 come da dati medi EPRI e DOE, sulla base della potenza e dell'energia netta prodotta dall'impianto.

Il dato di rendimento è espresso con riferimento al PCI del combustibile. Per i tradizionali impianti sub-critici si assume un valore del 38%, che trova ampio riscontro in letteratura e nell'esperienza maturata su unità relativamente recenti in esercizio corrente e in buono stato di manutenzione. Il valore di rendimento del 43% assunto per gli impianti USC è in realtà inferiore a quello tipicamente dichiarato dai costruttori; si ritiene che la scelta fatta corrisponda meglio alle reali condizioni di esercizio sperimentate dall'impianto. Bisogna anche considerare che il rendimento reale di qualsiasi impianto degrada nel tempo e può essere solo in parte recuperato in occasione delle manutenzioni.

Si considera poi una vita utile di 35 anni, indipendentemente dalla tecnologia impiegata. In realtà spesso si prevede un esercizio a carichi ridotti nella seconda metà della vita utile.

FIGURA 2.3

Incidenza qualitativa delle voci di costo sul LCOE in funzione delle ore effettive di esercizio. (Fonte: VBG, 2013)

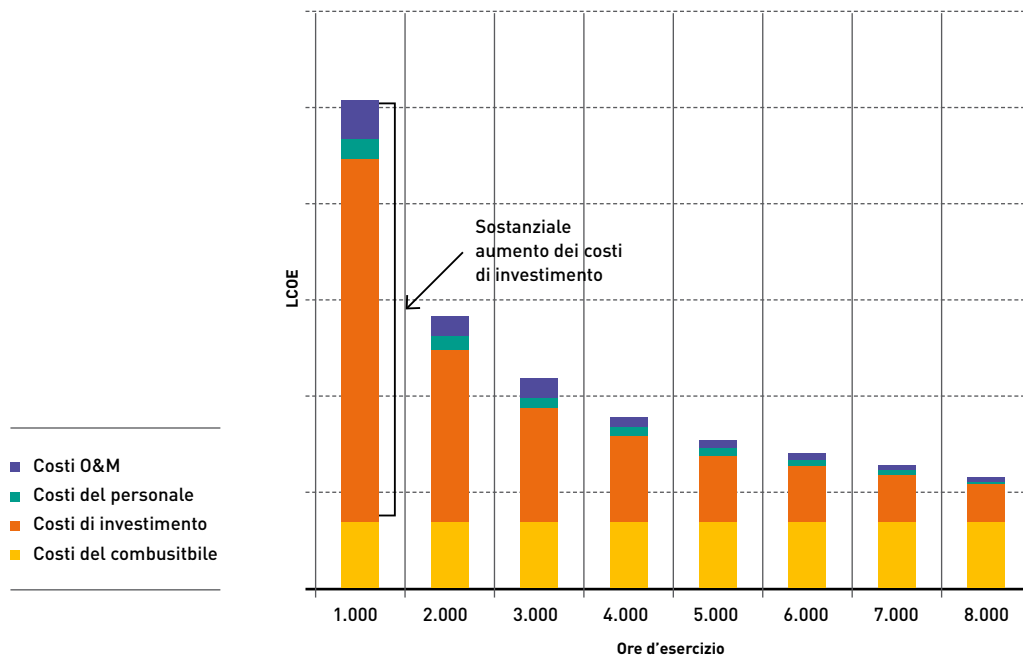


TABELLA 2.2

Parametri di calcolo e stima di LCOE per centrali a polverino di carbone.

	Unità di misura	Impianto a polverino di carbone sub-critico	Impianto a polverino di carbone supercritico
Potenza nominale netta	MWe	660	660
Rendimento (su PCI)	%	38	43
Costi di investimento	k€/MW	1.600	1.750
Costi totali O&M annui	% Costi investimento	3%	3%
Costi O&M fissi	k€/MW/anno	32	35
Costi O&M variabili	€/MWh	2,3	2,5
Costi combustibile	€/Gcal	11*	11*
Ore-anno equivalenti	Ore/anno	7.000	7.000
Tempo di costruzione	Anni	5	5
Vita utile	Anni	35	35
LCOE	€/MWh	59	59

*Corrispondente ad un prezzo del carbone dell'ordine di 90 \$/t.

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

Gli impianti a polverino di carbone sono deputati a soddisfare il carico di base richiesto dalla rete, con valori di ore/anno equivalenti alla massima potenza di 7.000 ÷ 7.500 ore, frutto anche di una disponibilità attestata statisticamente su livelli del 90% (dato ricavato dai database di Eurelectric, VGB e NERC). Il dato di ore equivalenti al massimo carico influisce considerevolmente sul costo dell'energia prodotta, determinando il diverso contributo delle diverse voci di costo, come illustrato qualitativamente nel grafico di Figura 2.3. Il dato assunto di 7.000 ore/anno equivalenti è derivato commisurando le informazioni di cui sopra con dati di esercizio del 2012 pubblicati sul sito Enel per la centrale di Torrevaldaliga Nord.

Nella Tabella 2.2 sono raccolti i valori dei parametri utilizzati per il calcolo e i valori risultanti del LCOE per le due tipologie di impianto a polverino di carbone sopra descritte. Le indeterminatezze nella definizione dei singoli fattori e le possibili differenti scelte nei criteri di stima generano un'incertezza sui valori calcolati di LCOE valutabile attorno a $\pm 10\%$.

Con i criteri utilizzati, il costo dell'energia delle due tipologie di impianto è del tutto confrontabile. Tuttavia, gli impianti supercritici si fanno comunque preferire per il minore impatto ambientale, soprattutto in termini di emissioni di CO₂, che a sua volta implica un vantaggio economico in termini di minor costo per permessi di emissione di CO₂. Infatti, un incremento di 10 €/t del prezzo dei permessi di emissione di CO₂ comporta un aggravio dei costi di produzione di 8,9 €/MWh per un impianto sub-critico con un rendimento del 38% e un aggravio di 7,9 €/MWh per un impianto supercritico con un rendimento del 43%.

2.3

GLI IMPIANTI A CICLO COMBINATO

Il gas naturale è utilizzato come combustibile per la generazione di energia elettrica essenzialmente nelle turbine a gas, attualmente operanti quasi sempre in ciclo combinato. Si tratta di impianti che sfruttano il calore residuo dei gas di scarico della turbina a gas mediante un generatore di vapore a recupero (GVR), per produrre il vapore necessario a muovere una turbina a vapore.

I vantaggi di un impianto a ciclo combinato a gas naturale, rispetto ad una centrale termoelettrica tradizionale, sono individuabili anzitutto in un ridotto impatto ambientale, sia per il maggior rendimento che comporta minori emissioni di CO₂, sia per il combustibile impiegato per cui le uniche emissioni nocive sono quelle degli ossidi di azoto, peraltro ridotte con l'introduzione dei bruciatori cosiddetti *low NO_x*. Ne consegue

una più facile accettazione da parte delle comunità locali, di solito senza la necessità di installare sistemi di ambientalizzazione.

Un altro aspetto cui si presta sempre maggiore attenzione, stante anche la situazione di mercato dell'energia elettrica, consiste nella flessibilità di esercizio degli impianti a ciclo combinato, che possono garantire la ripresa del massimo carico in tempi dell'ordine di tre ore con avviamento da caldo; e in meno di 6 ore nel caso di avviamento da freddo. In realtà gli impianti di più recente costruzione assicurano tempi di avviamento nettamente più contenuti.

Altri aspetti vantaggiosi dei cicli combinati riguardano: l'assemblaggio della turbina a gas, che può essere realizzato presso il costruttore; la superficie occupata dall'impianto piuttosto contenuta; i costi specifici di investimento dell'ordine del 40 ÷ 50% di quelli di un impianto a carbone; il tempo di costruzione contenuto entro il 60% di quello di impianti termoelettrici tradizionali. L'utilizzo di un combustibile più costoso del carbone e con maggiore rischio geopolitico, nonché una più ridotta vita utile dell'impianto rappresentano le principali limitazioni e comportano costi di produzione dell'energia relativamente elevati.

Storicamente le turbine a gas hanno fatto la loro comparsa pionieristica fin dai primi anni del 1900, in configurazioni peraltro molto differenziate fra loro e molto dissimili da quelle attuali. Le prime turbine a gas per uso aeronautico datano intorno ai primi Anni '40, mentre per un significativo impiego in ambito industriale bisogna attendere fino agli Anni '50 e '60. Dalla fine degli Anni '60 vengono proposti anche i primi cicli combinati. Un deciso livello qualitativo è stato ottenuto con l'introduzione di nuovi materiali metallici nelle palettature fisse e mobili, di barriere termiche ceramiche e di tecniche di raffreddamento delle palettature fisse e rotanti ad aria e più recentemente a vapore (a

FIGURA 2.4

Vista di moderni impianti di generazione a ciclo combinato con uno (Fonte: Edison) o due gruppi turbogas (Fonte: E.ON).



I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

FIGURA 2.5

**Spaccato
di una moderna
turbina a gas
da 170 o 270 MW
(GT24-26, Alstom).**



ciclo chiuso sulle sole parti fisse). Tali tecnologie, sempre più sofisticate, nell'insieme hanno permesso di raggiungere temperature di ingresso dei gas in turbina sempre più elevate. A questi risultati si possono aggiungere altri provvedimenti che interessano il ciclo termodinamico, quali la refrigerazione dell'aria aspirata dal compressore, il preriscaldamento dell'aria comburente a valle del compressore (rigenerazione), la ricombustione interstadio dei gas durante l'espansione in turbina.

Il ciclo termodinamico di base di una turbina a gas è il ciclo Brayton (o Joule), che prevede una compressione adiabatica dell'aria, un riscaldamento a pressione costante realizzato nella camera di combustione e l'espansione adiabatica dei gas combusti fino alla pressione atmosferica. Nella turbina a gas, oltre al rendimento, un parametro di notevole importanza è il lavoro utile, che è significativamente influenzato dalla temperatura ambiente dell'aria aspirata.

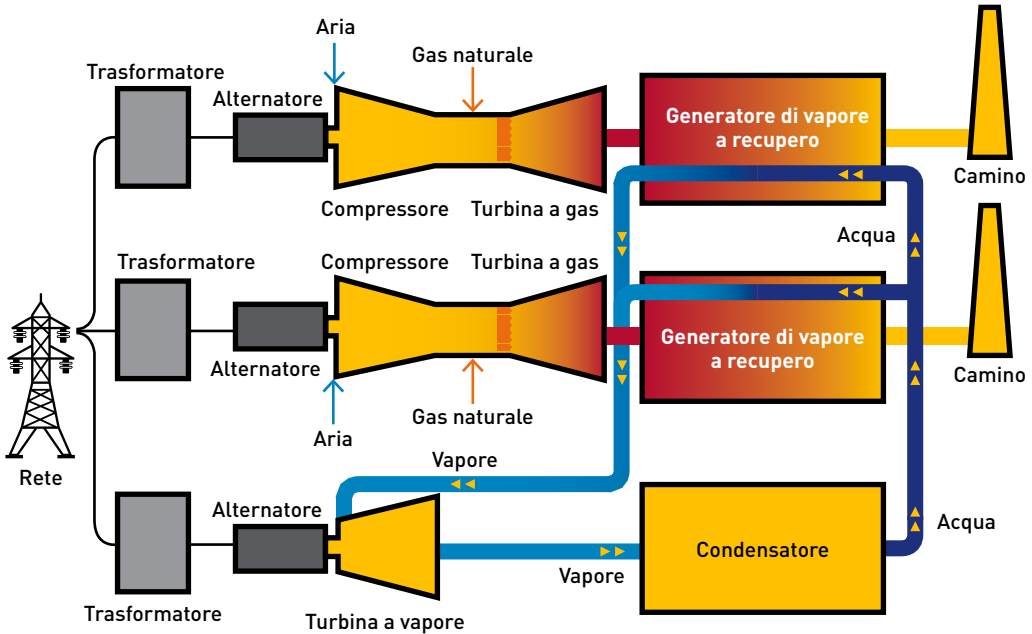
I componenti principali di una turbina a gas sono il condotto di aspirazione aria con i filtri, il compressore, i bruciatori e la camera di combustione, la turbina e il condotto di espansione, che si collega con il camino, se la turbina lavora in ciclo semplice (vedi Figura 2.5).

Le unità turbogas destinate alla generazione di energia elettrica installate in Italia fino alla fine degli Anni '80 avevano potenze nominali limitate a 125 MW, temperature dei gas all'ingresso in turbina di circa 1.100 °C e un rendimento intorno al 32%. Queste macchine operavano in ciclo semplice ed erano destinate alla sola copertura dei carichi di punta.

A partire da quegli anni, gli impianti in ciclo semplice hanno lasciato posto ad impianti a ciclo combinato, che nel nostro Paese hanno conosciuto un crescente numero di installazioni fino al 2006-2007. In molti casi si è trattato di rifacimenti di centrali termoelettriche tradizionali (*repowering*), dove le caldaie sono rimpiazzate dal GVR e viene riutilizzata per il ciclo a

FIGURA 2.6

Schema di principio di un ciclo combinato.



vapore la vecchia linea d'assi, con la turbina a vapore depotenziata e con modifiche di solito limitate al primo stadio di alta pressione.

La potenza lorda installata di impianti in ciclo combinato, secondo i dati statistici 2012 pubblicati da TERN, corrisponde a circa 25,9 GW di impianti non cogenerativi e a circa 17,5 GW di impianti cogenerativi, per un totale di circa 43,4 GW.

Le turbine a gas dell'ultima generazione, turbine di classe H e J, hanno temperature dei gas all'ingresso in turbina che raggiungono i $1.400 \div 1.500^\circ\text{C}$, rendimenti dichiarati che superano il 40% in ciclo semplice e sono impiegate in cicli combinati con valori di efficienza che a regime raggiungono il 60%. La potenza elettrica netta della sola turbina a gas può superare i 300 MW; la turbina di maggior taglia arriva a 470 MW netti. L'installazione di macchine così avanzate incontra ancora qualche riluttanza e si preferisce installare turbine con una tecnologia più collaudata. Tipicamente si ricorre a turbine a gas di $250 \div 270$ MW, in impianti da circa 400 (configurazione "1 + 1") oppure 800 MW complessivi (configurazione "2 + 1").

Un impianto a ciclo combinato è composto dai seguenti com-

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

ponenti principali: l'impianto di aspirazione e filtraggio dell'aria comburente, la turbina a gas, il generatore di vapore a recupero, la turbina a vapore, il generatore elettrico o alternatore, il camino e il condensatore. La potenza della turbina a vapore è circa pari alla metà della potenza della turbina a gas. Il condensatore del vapore del ciclo è spesso costituito da condensatori ad aria, specialmente negli impianti costruiti ex-novo. In Figura 2.6 è illustrato uno schema di principio di un impianto a ciclo combinato con due gruppi turbogas.

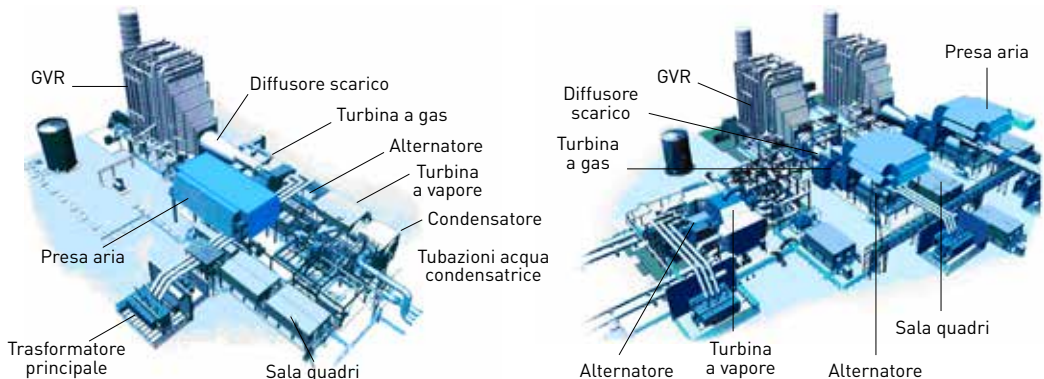
Le configurazioni tipiche dei cicli combinati sono due (Figura 2.7). La configurazione più semplice prevede una sola turbina a gas, spesso accoppiata su un'unica linea d'assi dalla parte opposta al generatore elettrico (alternatore) rispetto alla turbina a vapore. La taglia caratteristica dei recenti cicli combinati di questo tipo è di 400 MW netti.

La seconda configurazione, anch'essa abbastanza diffusa in Italia, prevede due gruppi turbogas, ciascuno con relativo GVR, disposti in parallelo; il vapore prodotto alimenta un'unica turbina a vapore. In questo caso si hanno tre alternatori. Impianti di questo tipo hanno una potenza netta totale di circa 800 MW, di cui 240 MW circa a carico della turbina a vapore. A fronte di una maggiore complessità impiantistica, questa soluzione consente di raggiungere una maggiore potenza installata, la possibilità di recupero del gruppo turbogeneratore della centrale termoelettrica eventualmente preesistente e una maggiore flessibilità nella erogazione di carichi ridotti.

Gli impianti a ciclo combinato costituiscono inoltre l'isola di potenza degli impianti IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*), dove il gas

FIGURA 2.7

Schema complessivo di unità a ciclo combinato in configurazione rispettivamente "1+1" (a sinistra) e "2+1" (a destra).



naturale è sostituito da gas di sintesi (syngas), un combustibile con un potere calorifico molto più basso (in genere minore di 2.000 kcal/Nm³, cioè circa un quarto di quello del gas naturale), ottenuto dalla gassificazione del carbone o di residui pesanti di raffineria. In Italia operano tre impianti IGCC associati appunto a raffinerie. Gli impianti IGCC hanno un costo specifico molto elevato. Gli impianti si giustificano con la necessità di smaltimento di residui di raffineria, che in questo modo vengono valorizzati energeticamente e proprio per questo motivo hanno finora beneficiato degli incentivi del provvedimento CIP6/92.

A causa della diminuita richiesta di energia elettrica dovuta al calo della produzione industriale e all'immissione in rete di quantità sempre maggiori di energia da fonti rinnovabili, le installazioni di nuovi impianti a ciclo combinato si sono interrotte. L'evoluzione della produzione di energia elettrica da parte di impianti a ciclo combinato è sintetizzata nel diagramma di Figura 2.8; qui si evidenzia che la produzione, dopo essere quasi triplicata in 10 anni, è andata a ridursi significativamente nell'ultimo quinquennio.

Molti degli impianti più datati e con rendimenti meno elevati sono in stato di conservazione o sono utilizzati solo sporadicamente, mentre anche quelli più recenti sono impiegati per un numero pesantemente ridotto di ore/anno, in alcuni casi pari anche a sole 2.000 ÷ 2.500 ore/anno. Incrociando il dato di 134.647,5 GWh di energia lorda prodotta da cicli combinati nel 2012 (dati TERNA) con il dato di 43,4 GW di potenza lorda installata si ricava un numero di ore/anno equivalenti dell'ordi-

FIGURA 2.8

Variatione della produzione di energia elettrica da gas naturale negli ultimi 15 anni. (Fonte: AEEGSI)



I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

ne di 3.100, corrispondenti ad un fattore di utilizzo (*capacity factor*) del 35%. Se gli impianti cogenerativi possono godere di un fattore di utilizzo superiore a tale valore medio, quelli non cogenerativi ottengono valori anche significativamente inferiori, vicini alle 2.000 ÷ 2.500 ore.

Per la stima del costo dell'energia prodotta da un impianto a ciclo combinato, con i criteri già discussi nel paragrafo introduttivo di questo capitolo, ci si riferisce ad una tipica centrale *greenfield* costituita da 2 gruppi turbogas con potenza netta complessiva di circa 800 MW.

Si ipotizza un costo specifico di investimento al netto degli oneri finanziari (*overnight costs*) pari a 650 k€/MW. Si consideri che negli impianti con un solo turbogas, il costo della sola turbina a gas incide per circa il 40% del totale costo di impianto, mentre il costo del GVR è inferiore ad un decimo di quello della stessa turbina a gas.

Il tempo di costruzione è stimabile in 30 ÷ 36 mesi; cautelativamente si assume un dato di 3 anni.

Il combustibile utilizzato è costituito da gas naturale. Il costo del gas per gli operatori termoelettrici dipende dal fatto che essi siano legati ai fornitori con contratti di lungo termine indicizzati ai prezzi del petrolio, eventualmente con il vincolo ulteriore di clausole *take-or-pay*, o che siano in grado di approvvigionarsi anche sui mercati *spot*, che attualmente scontano prezzi inferiori. Vi è anche una tendenza a rinegoziare i contratti di lungo termine, introducendo una parziale indicizzazione anche ai prezzi dei mercati *spot* più liquidi. In ogni caso, il costo del combustibile incide pesantemente sul costo dell'energia elettrica prodotta dai cicli combinati.

I costi annui di esercizio e manutenzione, stimati come percentuale dei costi di investimento, sono un po' superiori a quelli di una centrale a carbone, pur tenendo conto di un costo del personale inferiore per il minor numero di addetti. Più di tutto incidono i costi di manutenzione dei turbogas. Ai fini del calcolo del LCOE, anche nel caso dell'impianto a gas, il valore annuo risultante viene poi scomposto in costi fissi e variabili, in rapporto di 7/9 (sulla base di una media di dati EPRI e DOE), in funzione della potenza e dell'energia netta prodotta dall'impianto.

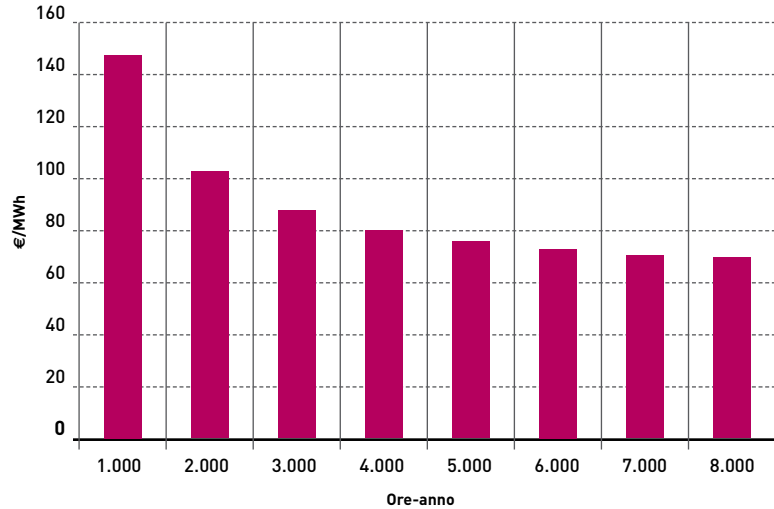
Il dato di rendimento, espresso con riferimento al PCI del combustibile, è posto pari al 56%, dato un po' inferiore ai valori dichiarati per impianti di ultima generazione, ma ragionevolmente rappresentativo del reale esercizio di un generico impianto, anche in considerazione delle frequenti fermate e variazioni di carico.

La vita utile è stata fissata in 20 anni, concordemente con quanto solitamente esposto in letteratura.

Gli impianti a ciclo combinato sono destinati soprattutto a soddisfare i carichi di punta e le inevitabili irregolarità di produzione del

FIGURA 2.9

Incidenza delle ore-anno equivalenti sul LCOE.



parco di generazione da energie rinnovabili. Ipotizzando un esercizio sui 5 giorni lavorativi dalle ore 6 alle ore 22 e assumendo una disponibilità del 93% - come derivato da uno studio condotto con database di VGB e NERC - si ricava un totale di ore-anno equivalenti pari a circa 3.900, corrispondenti a un *capacity factor* del 45%. Per quanto discusso in precedenza, tale dato può ritenersi piuttosto ottimistico rispetto alla situazione italiana. Il dato di ore equivalenti al massimo carico incide considerevolmente sul costo dell'energia prodotta, come illustrato nel grafico di Figura 2.9.

Nella Tabella 2.3 sono riassunti i valori dei parametri utilizzati per il calcolo e i valori risultanti del LCOE per costruendo impianti tipo a ciclo combinato. Le indeterminanze nella definizione dei singoli fattori e le possibili differenti scelte nei criteri di stima determinano un'incertezza sui valori calcolati di LCOE valutabile attorno a $\pm 10\%$.

Il costo dell'energia elettrica prodotta da un impianto a ciclo combinato risulta nettamente superiore a quello associato ad una moderna centrale a polverino di carbone, sia essa subcritica o supercritica. Tuttavia, per ogni 10 €/t di incremento del prezzo dei permessi di emissione di CO₂ l'incremento dei costi di produzione di un ciclo combinato con un rendimento del 56% è pari a 3,6 €/MWh, meno della metà rispetto agli impianti a carbone visti in precedenza.

Per far sì che la somma di LCOE e costi dei permessi di emissione

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

TABELLA 2.3

Parametri di calcolo e stima del LCOE per cicli combinati a gas naturale.

	Unità di misura	Impianto a ciclo combinato da 800 MW
Potenza nominale netta	MWe	800
Rendimento (su PCI)	%	56
Costi di investimento	k€/MW	650
Costi totali O&M annui	% Costi di investimento	3,50
Costi O&M fissi	k€/MW-anno	10,5
Costi O&M variabili	€/MWh	3,15
Costi combustibile	€/Gcal	33,8*
Ore-anno equivalenti	Ore/anno	3.900
Tempo di costruzione	Anni	3
Vita utile	Anni	20
LCOE	€/MWh	78

*Corrispondente a circa 29 €/MWh.

di CO₂ per un impianto supercritico a carbone quale quello considerato al Paragrafo 2.2 superi la corrispondente somma relativa ad un ciclo combinato con le caratteristiche di Tabella 2.3, il prezzo dei permessi di emissione di CO₂ dovrebbe superare il valore di circa 45 €/t.

2.4

GLI IMPIANTI IDROELETTRICI

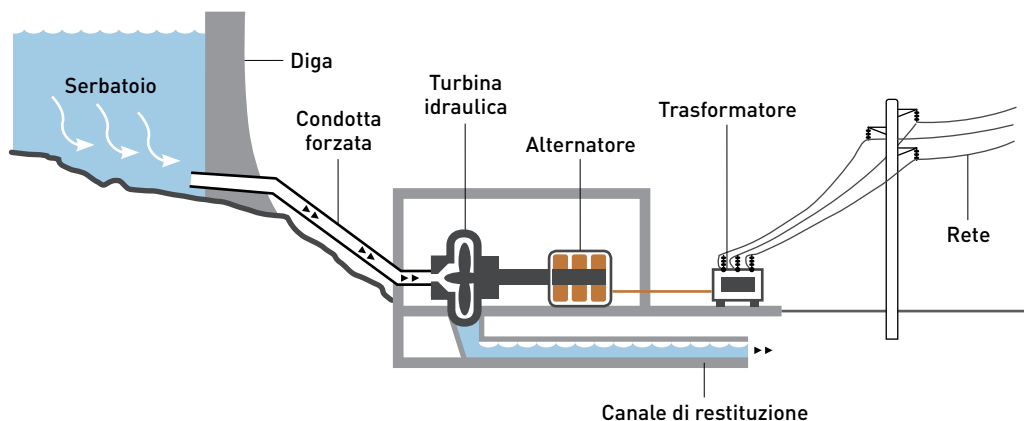
Gli impianti idroelettrici convertono il movimento di masse d'acqua dolce in energia elettrica e sono costituiti da opere civili e idrauliche e da macchinari elettromeccanici (Figura 2.10). L'Italia, ricca di fiumi e di valli che possono fungere da naturali serbatoi, sfrutta largamente questa fonte. Gli impianti idroelettrici sono solitamente divisi in due categorie:

- impianti ad accumulo (a bacino o serbatoio) dotati di un serbatoio, naturale o artificiale, che permette di regolare il flusso dell'acqua e quindi la produzione di elettricità;
- impianti ad acqua fluente, costruiti su corsi d'acqua, senza grandi serbatoi di accumulo, per i quali la produzione di energia elettrica dipende dalla corrente del corso d'acqua.

A questi si aggiungono gli impianti idroelettrici di pompaggio, ti-

FIGURA 2.10

Schema di un impianto idroelettrico (a bacino o serbatoio).



picamente costituiti da due bacini idrici, ubicati uno a monte e l'altro a valle della centrale vera e propria, cioè dell'edificio contenente le turbine e gli altri macchinari necessari alla generazione di elettricità. Nelle ore di punta, durante i picchi di prezzo dell'energia elettrica, l'acqua viene fatta fluire dal bacino superiore a quello inferiore azionando le turbine. Nelle ore notturne e nei giorni festivi, quando la domanda e quindi il prezzo dell'energia sono minimi, la stessa acqua viene pompata nel bacino superiore, in modo da ricostituire l'invaso occorrente al successivo ciclo di funzionamento.

La generazione idroelettrica, dopo aver costituito l'asse portante del processo d'industrializzazione del nostro Paese tra le due Guerre Mondiali e aver contribuito alla ripresa economica nell'immediato dopoguerra (Anni '50), dagli Anni '60 ha vissuto una fase molto sfavorevole sia a livello politico sia nella pubblica opinione.

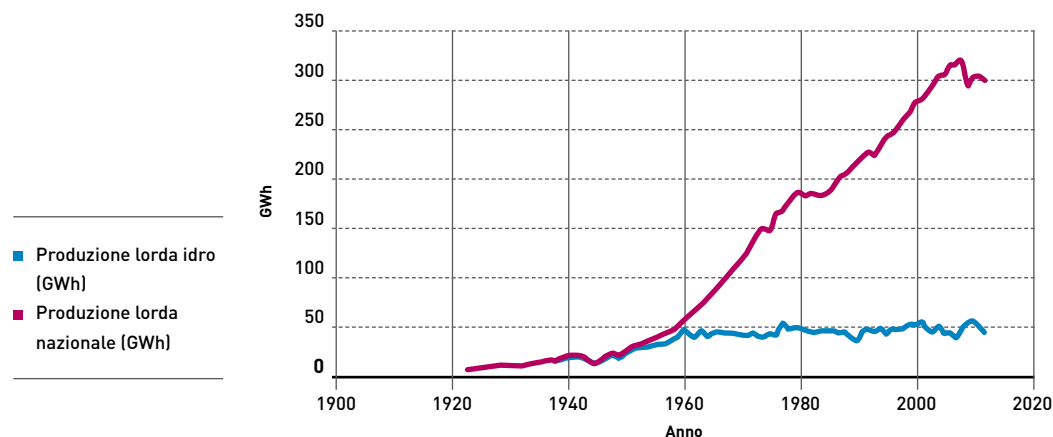
A tale inversione di tendenza rispetto agli anni del boom economico hanno contribuito diversi fattori oggettivi, alcuni di natura prettamente economica (basso costo dei combustibili fossili almeno fino alla crisi petrolifera degli Anni '70; tempi di ritorno degli investimenti molto lunghi per le infrastrutture idroelettriche; costo crescente della manodopera e dei materiali), altri di natura tecnica (progressiva diminuzione della disponibilità di siti favorevoli per la realizzazione degli impianti).

L'effetto di tali fattori è evidente confrontando l'andamento storico della produzione idroelettrica italiana dal 1920 a oggi rispetto alla

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

FIGURA 2.11

Confronto tra l'andamento della produzione idroelettrica e quella complessiva nazionale dai primi del secolo scorso ai giorni nostri.



produzione totale lorda. A partire dagli Anni '60 il trend di crescita dell'idroelettrico si è praticamente arrestato, rimanendo sostanzialmente costante fino ad oggi (nel 2012 circa 44 TWh di cui circa 2 TWh da impianti di pompaggio; vedi Figura 2.11).

Nonostante ciò, l'idroelettrico rappresenta la principale fonte d'energia rinnovabile a livello nazionale (nel 2012 pari al 47% della produzione totale da energie rinnovabili) e riveste un ruolo essenziale nella programmazione e gestione del parco elettrico nazionale. Al 2012 risultano censiti 2.977 impianti idroelettrici, di cui 22 impianti di pompaggio, per una potenza efficiente lorda complessiva pari a 22 GW.

Per la sua estrema flessibilità, infatti, l'idroelettrico a bacino e a serbatoio, così come gli impianti di pompaggio, si presta bene alla fornitura di servizi di riserva e bilanciamento, ad esempio per compensare la variabilità della generazione da fonti rinnovabili non programmabili - quali l'eolico e il solare - garantendo in tal modo un esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

Sebbene l'idroelettrico sia impropriamente considerato una tecnologia matura, presenta tuttora importanti criticità legate soprattutto al mantenimento dell'efficienza e della piena operatività degli impianti esistenti, anche alla luce dei cambiamenti climatici in corso.

Fra le criticità si citano: la riduzione d'invaso per interrimento dei serbatoi, il deflusso minimo vitale (DMV), la competizione tra gli

usi plurimi della risorsa idrica, le limitazioni d'invaso per problemi di sicurezza. A questo proposito si deve anche considerare che molte dighe hanno ampiamente superato la vita utile di progetto e necessitano quindi di costanti interventi di manutenzione e di livelli di sorveglianza continui.

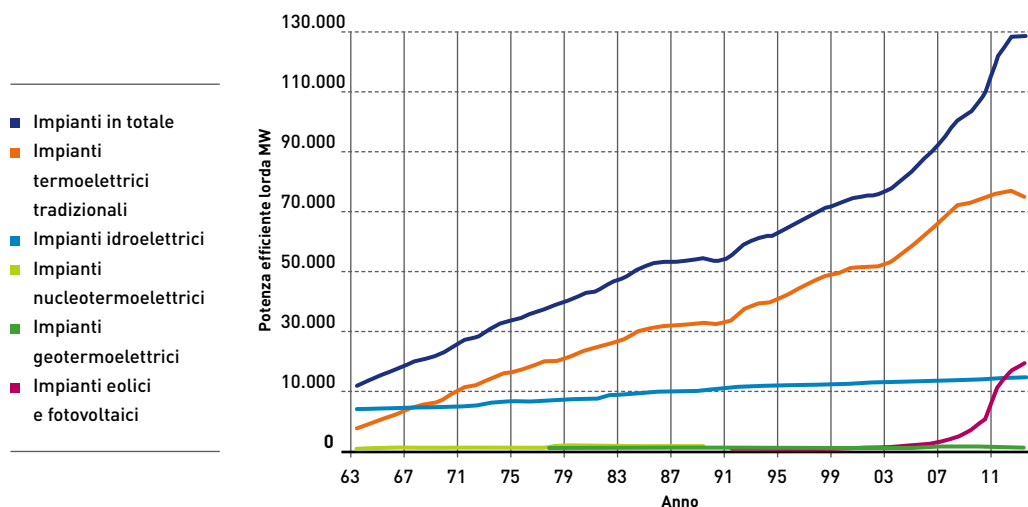
Come si può vedere nel grafico (Figura 2.12), la potenza efficiente lorda degli impianti idroelettrici operativi è quasi raddoppiata dal 1963 ad oggi, mentre, come detto, la produzione lorda nello stesso periodo è aumentata in maniera più ridotta; è quindi evidente che il concorso dei fattori suddetti (interrimento dei serbatoi, necessità di riserva per la laminazione delle piene, DMV e invecchiamento delle infrastrutture) ha prodotto una consistente riduzione di producibilità per gli impianti più vecchi, in particolare di quelli di grande e media taglia.

Questo rappresenta una perdita significativa di efficienza complessiva del parco di generazione idroelettrico, che in definitiva si traduce in un incremento dei costi di produzione che ricadono sugli utenti finali.

Per quanto riguarda la valutazione dei costi per la realizzazione e la gestione degli impianti idroelettrici, data la grande variabilità di tipologia e di potenza degli stessi, essi si possono raggruppare in quattro categorie: mini (da 0,1 a 1 MW), piccolo (1-20 MW), medio (20-100 MW) e grande idroelettrico (oltre i 100 MW). I rendimenti di questi impianti

FIGURA 2.12

Andamento della potenza elettrica lorda installata per le diverse fonti di generazione dal 1963.



I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

variano tra 80% (vecchi impianti) e 92% (nuovi impianti) e la vita utile varia mediamente tra 20 anni (piccoli impianti) e 80 anni (grandi impianti). Nel seguito, ai fini del calcolo del LCOE, escluderemo il grande idroelettrico con taglia superiore a 100 MW poiché in Italia non vi è potenziale per un ulteriore sviluppo di tali classi di impianti.

I costi d'investimento specifici per la realizzazione di un impianto dipendono da numerosi fattori quali la taglia, il salto geodetico, la portata, le caratteristiche geologiche e geografiche del sito, la tipologia del macchinario idraulico, le opere di ingegneria civile, i permessi da richiedere e le procedure amministrative da adottare per ottenere le diverse autorizzazioni. Nella valutazione dei costi vanno compresi quelli associati alla progettazione, allo sviluppo del progetto e alle opere elettriche di connessione alla rete. Impianti con bassi salti ed elevate portate richiedono in genere costi specifici d'investimento maggiori; a tal proposito si può affermare che i costi decrescono rapidamente all'aumentare del salto disponibile e si stabilizzano al di sopra dei 15 metri di salto.

I costi fissi di esercizio dipendono sostanzialmente dalla vita utile dell'impianto e dalla capacità di produzione dello stesso; tra questi costi vanno considerati i costi di manutenzione (ordinaria e straordinaria) e anche quelli legati ai canoni di concessione per l'utilizzo dell'acqua. Tali costi sono molto variabili e dipendono dalla regione in cui l'impianto è realizzato; variano tipicamente tra 1,5% e 5% dei costi d'investimento.

Il parametro LCOE per gli impianti idroelettrici viene ricavato a partire dai dati riportati nella Tabella 2.4, che sono stati ottenuti da una dettagliata indagine della letteratura internazionale e nazionale esistente. Quanto alle ore equivalenti a piena potenza, i valori riportati fanno riferimento ai dati di producibilità media per ciascuna classe dimensionale pubblicati da TERNA nei dati statistici 2012.

TABELLA 2.4

LCOE calcolato e parametri di base per diverse taglie di impianti idroelettrici.

Idroelettrico (nuovo o recente costruzione)	Mini	Piccolo	Medio
Taglia (MWe)	0,1-1	1-20	20-100
Costi di investimento specifici (M€/MW)	3,7-8,5	2,0-4,0	1,5-4,0
Costi fissi di esercizio (M€/MW/anno)	0,16-0,60	0,06-0,10	0,03-0,08
Costi variabili di esercizio (€/MWh)	no	no	no
Ore equivalenti a piena potenza	4.328	3.585	3.249
Tempo di costruzione (anni)	da 2 a 3	da 3 a 5	da 4 a 6
Vita (anni)	20-30	30-40	40-50
LCOE (€/MWh)	128-379	77-165	60-178

Gli intervalli di LCOE sono stati calcolati sulla base degli estremi degli intervalli riportati in Tabella 2.4 per i diversi parametri che ne concorrono alla determinazione.

2.5

GLI IMPIANTI EOLICI

Lo sviluppo della tecnologia eolica attuale ha preso impulso dalla crisi petrolifera che si registrò a partire dall'autunno del 1973 e che colpì soprattutto i Paesi maggiormente industrializzati. A partire da tale evento, l'energia posseduta dal vento, in precedenza oggetto di poche attenzioni, cominciò ad essere indicata come una delle fonti energetiche rinnovabili in grado di subentrare, seppur parzialmente, ai combustibili fossili.

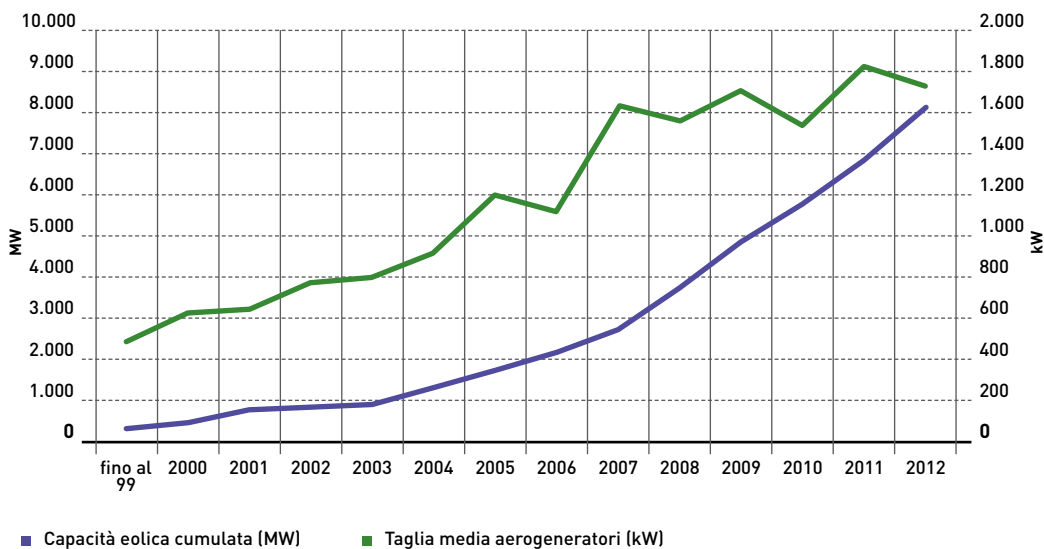
All'inizio degli Anni '80 in diversi Paesi Europei e negli Stati Uniti furono finanziati diversi programmi di ricerca per sostenere lo sviluppo e la sperimentazione in campo di vari prototipi di aerogeneratori in grado di convertire proficuamente l'energia cinetica posseduta dal vento in energia elettrica. Tale sperimentazione riguardò prevalentemente modelli ad asse orizzontale di media taglia (alcune centinaia di kW) e, in misura minore, macchine di grossa taglia. Queste ultime, pur rivelandosi premature per quei tempi, fornirono numerose e preziose informazioni alle aziende costruttrici di aerogeneratori commerciali, consentendo di rendere disponibili sul mercato, già da oltre un decennio, modelli multi-megawatt da impiegare come unità di generazione in parchi eolici.

La tecnologia di produzione da fonte eolica si può attualmente ritenere matura per quanto riguarda la realizzazione di impianti sulla terraferma, sebbene ancora oggi si registri la tendenza dei maggiori costruttori di aerogeneratori ad orientarsi verso la realizzazione di macchine di taglia maggiore, soprattutto per il futuro sfruttamento dell'eolico in ambiente marino (offshore). La realizzazione di parchi eolici offshore, oltre che in "acque basse" con ricorso a tecnologia già ampiamente sperimentata e consolidata soprattutto nel Nord Europa, potrà avvenire anche in "acque profonde", con tecnologia attualmente allo stadio prototipale. Le installazioni per acque profonde prevedono l'utilizzo di aerogeneratori su piattaforme galleggianti e la costruzione di parchi caratterizzati da elevata concentrazione di potenza eolica in siti marini generalmente lontani dalla terraferma, per i quali si presume sussistano minori problematiche di accettazione da parte della collettività. Data la morfologia dei fondali italiani, la maggior parte della capacità eolica in aree marine sarà presumibilmente realizzata in corrispondenza di acque profonde, quindi quan-

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

FIGURA 2.13

Andamento della capacità eolica cumulata e della taglia media degli aerogeneratori installati in Italia.



do la tecnologia galleggiante sarà matura.

La capacità eolica installata in Italia al 30 giugno 2013 risulta di poco superiore a 8.400 MW (fonte: ANEV), e non comprende nessuna installazione marina. Le prime installazioni di impianti eolici risalgono alla fine degli Anni '80 del secolo scorso, con trend di crescita molto più significativo negli ultimi anni grazie all'esistenza di incentivi molto favorevoli e al raggiungimento del pieno sviluppo tecnologico e commerciale degli aerogeneratori.

In particolare, l'evoluzione nel tempo della potenza degli aerogeneratori impiegati come unità di generazione negli impianti è caratterizzata da un andamento al rialzo della taglia media delle macchine offerte sul mercato. Questi andamenti sono mostrati in Figura 2.13.

Quanto detto è confermato dal fatto che gli sviluppatori si orientano verso modelli di taglia superiore al megawatt per la maggior parte degli impianti terrestri realizzati, tanto che il modello di riferimento è attualmente indicato in un aerogeneratore con potenza nominale di 2 MW.

Per quanto riguarda i costi di realizzazione di impianti eolici, esistono numerosi studi pubblicati a livello internazionale [IEA, 2011], europeo [EWEA, 2009], [JRC, 2012] e nazionale [ANEV, 2010], [PoliMi, 2010],

FIGURA 2.14

Un tipico aerogeneratore: in testa alla torre di sostegno, che può raggiungere anche il centinaio di metri di altezza, è situata la navicella collegata alle pale, in cui sono alloggiati il generatore elettrico e i sistemi di controllo.

(Fonte: Vestas)



[RSE, 2012] dai quali è possibile trarre dati/informazioni in grado di fornire un quadro completo degli aspetti utili, sotto il profilo economico, per stabilire la validità o meno di un'iniziativa industriale correlata a un progetto di parco eolico per la produzione di energia elettrica.

Il parametro LCOE, in analogia con le altre tipologie di impianto, va stimato per quanto possibile con il minor grado di incertezza, per comprendere se la realizzazione di un parco eolico si prospetti come economicamente sostenibile.

Per la definizione dei parametri necessari ad una valutazione attendibile del LCOE, sono state considerate le informazioni disponibili per i parchi eolici di nuova generazione tipicamente installati sul territorio nazionale. Non sono state condotte valutazioni su parchi eolici offshore in quanto si prevede il loro sviluppo solo a medio-lungo termine. I valori dei parametri sono stati desunti dalla letteratura e/o da informazioni ricevute direttamente da costruttori e operatori di settore.

Costi di investimento specifici. 1,75 M€/MW. Questa voce include i costi dello sviluppo del progetto, dell'aerogeneratore (che costituisce circa il 75% del costo totale), delle opere civili, delle attività di montaggio e dei collegamenti elettrici. Il valore riportato è rappresentativo di un parco eolico con unità di generazione di 2 MW in

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

terreni mediamente complessi.

Costi fissi di esercizio. 0,013 M€/MW/anno. Questa voce include i costi di assicurazione (0,01 M€/MW/anno) e di concessione in uso del terreno impegnato dagli aerogeneratori (0,003 M€/MW/anno per ipotesi di unità di generazione di 2 MW).

Costi variabili di esercizio. 13 €/MWh. Questa voce include i costi di manutenzione ed esercizio del parco eolico, che in generale aumentano col progredire della vita dell'impianto. Il valore indicato è rappresentativo di una media pesata sulla vita utile dell'impianto.

Rendimento. 85%. Il rendimento e/o l'efficienza complessiva del parco è il risultato di tutti gli effetti penalizzanti della produzione che si riscontrano in questo tipo di impianti. Gli effetti considerati sono: indice di disponibilità annuale dell'impianto alla generazione (97%), garanzia sulla curva di potenza degli aerogeneratori (95%), perdite per interferenza aerodinamica tra gli aerogeneratori (5%), perdite elettriche complessive (2,5%) e indisponibilità della rete elettrica (0,5%).

Tempo di costruzione. 1 anno.

Vita del parco. 20 anni (corrispondente all'attuale durata del periodo di incentivazione per parchi eolici sulla terraferma).

Taglia. 10-50 MW. Nel range indicato sono incluse le taglie di parchi eolici più frequenti fra quelli realizzati nell'arco temporale 1 gennaio 2011 - 30 giugno 2013. Sempre in questo range, il costo di investimento specifico prima precisato si può considerare indipendente dalla taglia dell'impianto.

Ore equivalenti o producibilità specifica. 1.750–2.250–2.750 MWh/MW. Questa voce rappresenta il numero di ore equivalenti di funzionamento del parco eolico a potenza nominale su base annua. Tali ore sono da considerarsi lorde. Per ottenere le ore equivalenti nette i valori vanno moltiplicati per il rendimento complessivo dell'impianto che, essendo pari all'85%, dà origine ad ore equivalenti nette rispettivamente paria circa 1.500–1.900–2.350.

I valori scelti sono indicativi delle producibilità tipiche di siti eleggibili per l'installazione di parchi eolici sul territorio nazionale³. Si noti che secondo il rapporto statistico 2012 del GSE, al netto degli impianti entrati in esercizio in corso d'anno, le ore equivalenti nette medie di funzionamento degli impianti eolici italiani sono state 1.855 nel 2012, 1.563 nel 2011, 1.748 nel 2010 e 1.573 nel 2009.

Con i dati di input summenzionati i valori calcolati per LCOE

³ Si veda <http://atlanteolico.rse-web.it/viewer.htm>.

TABELLA 2.5

Valori di LCOE calcolati per diverse ipotesi di producibilità specifica.

Producibilità specifica netta (MWh/MW)	LCOE (€/MWh) (Taglia parco eolico 10÷50 MW)
1.500	152
1.900	123
2.350	102

sono riportati nella Tabella 2.5.

Ai fini di un confronto con il LCOE calcolato per le altre fonti energetiche, si ritiene opportuno far riferimento al valore intermedio di producibilità specifica di cui alla Tabella 2.5. Questo valore è ritenuto maggiormente rappresentativo degli impianti di nuova costruzione, dato che i siti più ventosi sono in larga parte già stati sfruttati e i siti meno ventosi sono al limite della convenienza economica, data la recente riduzione degli incentivi.

Per valutare l'effettiva redditività di un parco eolico bisogna infatti tener conto che il chilowattora prodotto da questa tipologia di impianti gode di una tariffa incentivante. In particolare, l'attuale meccanismo di incentivazione è definito dal DM 6 luglio 2012, emanato dal Ministero dello Sviluppo Economico. L'incentivazione applicata ai parchi eolici, a partire dal maggio 2013, subisce un cambiamento sostanziale sia in relazione all'entità dell'incentivo stesso, sia per quanto riguarda la potenza eolica complessivamente incentivabile su base annua. In particolare, per impianti di taglia superiore a 5 MW, il decreto fissa per il triennio 2013-2015 in 500 MW la quota annua di nuova capacità eolica che può beneficiare degli incentivi, a cui si accede tramite un meccanismo d'asta. Il periodo di applicazione degli incentivi è fissato in 20 anni (vita utile del parco eolico) per impianti su terraferma, diversamente dal precedente meccanismo di incentivazione (Certificati Verdi) che era esteso ad un arco temporale di 15 anni.

Come conseguenza dell'entrata in vigore di queste nuove modalità di incentivazione, si è osservato un drastico calo del trend annuale di crescita di capacità eolica su scala nazionale, il cui massimo (circa 1.270 MW) si è registrato nel 2012. È da evidenziare che, nonostante questo calo di crescita che prevedibilmente non si modificherà nei prossimi anni, il raggiungimento dell'obiettivo nazionale di 12.000 MW di capacità eolica installata sulla terraferma alla fine del 2020 appare garantito.

2.6

LA CONVERSIONE ENERGETICA DELLA BIOMASSA

Il termine biomassa include un vasto numero di materiali aventi in comune l'origine biologica. In ambito energetico, la biomassa è qualsiasi sostanza organica di origine vegetale o animale da cui è possibile ricavare energia o attraverso un impiego diretto o previa trasformazione in un combustibile solido, liquido o gassoso.

La biomassa è dunque una fonte di energia rinnovabile che si presta ad essere facilmente impiegata in sistemi analoghi a quelli sviluppati per i combustibili fossili. Rispetto a questi, il principale vantaggio ambientale che deriva dall'impiego delle biomasse a fini energetici è rappresentato dal fatto che la loro combustione non contribuisce ad aumentare il quantitativo di gas climalteranti presenti in atmosfera. La quantità di anidride carbonica rilasciata durante la decomposizione, sia che essa avvenga naturalmente sia per effetto della conversione energetica, è infatti equivalente a quella assorbita durante la crescita della biomassa stessa.

Le biomasse impiegate a fini energetici sono disponibili in varie forme che vengono tipicamente suddivise in funzione del comparto di provenienza: forestale, agricolo, zootecnico, industriale e rifiuti. Il loro utilizzo può essere vantaggioso quando queste si presentano concentrate nello spazio e disponibili con sufficiente continuità nell'arco dell'anno.

FIGURA 2.15

**Esempio di
produzione di
cippato di legno.**



La conversione energetica delle biomasse è attuata mediante due differenti tipologie di processi: processi biochimici e processi termochimici. I primi permettono di ottenere energia grazie a reazioni chimiche prodotte da enzimi, funghi e microrganismi, mentre i secondi sono basati sull'esposizione ad elevate temperature, che trasforma la biomassa di partenza o direttamente in energia termica o in altri prodotti, successivamente impiegabili a scopi energetici.

2.6.1

Tipologie di biomassa

Biomasse solide (legnose). Le biomasse legnose possono provenire da residuo agro-forestale, industriale oppure da coltivazioni energetiche di essenza appositamente coltivate. Tra le biomasse legnose di scarto si possono elencare gli scarti derivanti da attività di taglio e/o manutenzione di boschi, parchi e alberature comunali, parchi fluviali e aree protette, da potature di alberi da giardino, di alberi da frutto e di filari stradali. Alle biomasse legnose di scarto si possono aggiungere gli scarti prodotti da aziende che a vario titolo utilizzano il legno (sottoprodotti della lavorazione del legno, quali segatura, trucioli, eccetera).

Le coltivazioni energetiche di biomasse legnose utilizzano specie selezionate per l'elevata resa in biomassa e per la capacità di ricrescita dopo il taglio, coltivate appositamente per aumentare sempre più la densità d'impianto e ridurre l'intervallo di tempo fra due raccolti successivi, ottenendo elevata produttività in pochi anni e con piante ancora allo stadio giovanile, adatte alla raccolta meccanizzata.

Sia le biomasse legnose di scarto sia le coltivazioni dedicate di biomasse legnose possono essere trasformate in un combustibile agevolmente movimentabile in seguito a trasformazione meccanica in grado di convertire il prodotto grezzo legnoso in cippato o pellet.

Biomasse liquide (oli vegetali). Gli oli vegetali possono essere di derivazione diretta dal seme oleaginoso (a seguito di operazioni di spremitura), oppure possono provenire dalle operazioni di recupero e trattamento di oli vegetali usati per altri scopi. Gli oli più diffusi che derivano dalle operazioni di spremitura sono quelli di colza, girasole, soia o palma e hanno ovviamente caratteristiche fisiche, potere calorifico e costi differenti.

Per alcune coltivazioni (girasole, colza, soia) la produzione dell'olio vegetale puro può avvenire direttamente nell'azienda agricola, semplicemente attraverso pressatura e filtraggio. Nor-

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

malmente, però, si effettua un secondo passaggio, basato sull'estrazione mediante solventi chimici dell'olio residuo: il prodotto di scarto che si ottiene in questo caso è la farina di estrazione. L'olio grezzo derivato dall'estrazione meccanica può essere utilizzato nei motori diesel per la produzione di energia elettrica, apportando eventualmente modifiche sul circuito d'iniezione, mentre l'olio ottenuto mediante estrazione chimica deve subire processi di raffinazione in funzione del tipo di uso a cui è destinato.

Biomasse gassose (biogas). Il biogas da fermentazione anaerobica è una miscela composta, in percentuale variabile, da metano (CH_4) e anidride carbonica (CO_2) più altri gas presenti in tracce, che comunque non vanno trascurati poiché possono creare problemi all'impianto. Si tratta in genere di composti solforati e di acqua.

L'elemento principale è il metano che, tipicamente presente in percentuale variabile dal 50 al 65%, determina le caratteristiche energetiche del biogas. Poiché il potere calorifico inferiore del metano puro è di 34 MJ/Nm^3 , quello del biogas scende tipicamente a valori di $17\text{-}22 \text{ MJ/Nm}^3$.

Il biogas è un prodotto che non ha un mercato di scambio, per cui il suo valore è associato al costo della sua produzione, cioè al costo dell'impianto di digestione anaerobica dal quale è prodotto, al costo d'approvvigionamento della biomassa grezza e ai costi operativi e di manutenzione dell'impianto. L'utilizzo di alcuni tipi di biomassa comporta un costo aggiuntivo dovuto alla loro produzione (è il caso dell'uso di colture dedicate) o al loro trasporto (scarti alimentari) oppure, al contrario, un ricavo: è il caso della frazione organica dei rifiuti solidi urbani, il cui costo di smaltimento può rappresentare un ricavo per il digestore che effettua lo smaltimento stesso. Per semplicità di analisi, i costi della biomassa grezza sono suddivisi per tipologia:

- reflui zootecnici: costo nullo, poiché non esiste un mercato di scambio;
- scarti dell'industria alimentare (tra cui macellazione): costo medio pari a 10 €/t ;
- colture dedicate: costo colturale che cambia secondo la coltura utilizzata, la resa e la posizione geografica. In media si considera: insilato mais o sorgo⁴ 24 €/t ; insilato triticale⁵ 23 €/t .

⁴ L'insilato è il prodotto di una tecnica di conservazione del foraggio.

⁵ Il triticale (o triticosecale) è un ibrido artificiale tra la segale e il grano tenero o altre varietà del genere *Triticum*.

2.6.2

L'impiego nei motori a combustione interna

I motori a combustione interna basati sul ciclo termodinamico Diesel possono, a seguito di opportune modifiche, essere alimentati con olii vegetali, mentre i motori a ciclo Otto sono tipicamente impiegati per lo sfruttamento di biomassa gassosa. Ad oggi i motori a combustione interna costituiscono la soluzione preferenzialmente adottata nell'ambito dei sistemi di piccola taglia (da 0,1 a 5 MW). I rendimenti elettrici sono mediamente dell'ordine del 30 ÷ 40% e potenzialmente anche superiori al 40% per taglie al di sopra del MW. Si tratta di una tecnologia matura, caratterizzata dal basso costo per singola unità, da flessibilità, modularità e disponibilità di utilizzo. Tipicamente presentano però elevata rumorosità e alti costi di manutenzione, oltre alla necessità di impiegare dispositivi per il controllo delle emissioni.

Le turbine a gas si basano su una tecnologia matura e alimentata quasi unicamente a gas naturale. Sono disponibili modelli commerciali da una potenza elettrica minima di 500 kW fino ad arrivare a centinaia di MW. Tale tecnologia è di particolare interesse solo a partire da potenze elettriche dell'ordine dei 10 MW: per taglie inferiori il rendimento risulta inferiore al 30% (in ciclo aperto) e in netto svantaggio rispetto ai motori a combustione interna. Il sistema di combustione di una turbina a gas può essere facilmente adattato per l'impiego di combustibili gassosi a basso potere calorifico, quali ad esempio biogas, garantendo comunque basse emissioni d'inquinanti. L'adozione di combustori DLN (*Dry Low NO_x*) a fiamma premiscelata permette infatti di raggiungere bassissime emissioni di NO_x senza l'ausilio di sistemi di post-abbattimento.

L'impiego delle micro-turbine a gas per la generazione di potenza elettrica su piccola scala è una realtà più recente e innovativa. La taglia di questi generatori è compresa tra i 30 kWe e i 200 kWe. Queste sono idonee per applicazioni di micro e piccola cogenerazione. A differenza dei grandi turbogas, le micro-turbine sono macchine radiali solitamente monostadio che operano ad elevate velocità di rotazione (50.000–120.000 giri/minuto) in cui turbina e compressore sono calettati sullo stesso albero. Sono macchine che operano secondo un ciclo Joule Brayton rigenerativo in cui la massima temperatura del ciclo è contenuta al di sotto dei 1.000 °C; i rendimenti elettrici si attestano attorno al 30%.

2.6.3

L'impiego nei motori a combustione esterna

La biomassa solida (ad esempio, il cippato di legna) può essere utilizzata solo con sistemi a combustione esterna costituiti da una

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

caldaia che può funzionare da generatore di vapore in un ciclo Rankine (ad acqua o a fluido organico); in alternativa, la combustione della biomassa può rappresentare la sorgente calda di un ciclo Stirling, o avvenire in micro-turbine a combustione esterna.

I cicli Rankine a vapore d'acqua costituiscono una tecnologia matura e ampiamente consolidata nell'ambito degli impianti di grande taglia alimentati a combustibili fossili. L'impiego della biomassa solida come combustibile è sostanzialmente legato ad una riprogettazione del generatore di vapore che viene opportunamente adattato. L'impiego di un impianto di questo tipo è conveniente per una taglia di almeno una decina di MW al disotto della quale l'efficienza del ciclo risulta troppo penalizzata.

TABELLA 2.6

Parametri utilizzati per tre casi-studio di impianti alimentati con biomasse; oltre alla potenza elettrica erogata, per i primi due impianti è stata anche considerata la possibilità di fornire potenza termica (CHP: Combined Heat and Power).

	1 MWe biomassa solida	1 MWe biomassa liquida	1,25 MWe biogas
Tipologia impianto	Caldaia con ciclo Rankine-fluido organico	Motore a combustione interna con recupero calore	Motore a combustione interna
Tipo di combustibile	Biomassa legnosa (cippato)	Olio di colza	Biogas da deiezione animale e colture energetiche
Potere calorifico inferiore	2.500 kcal/kg	9.000 kcal/kg	4.500 kcal/kg
Biomassa in ingresso	15.400 t/anno	1.900 t/anno	5.800 t/anno
Potenza primaria caldaia	5.600 kW	-	-
Potenza primaria CHP	5.140 kW	2.500 kW	3.790 kW
Potenza elettrica CHP	950 kW	1.000 kW	1.250 kW
Potenza termica CHP	4.100 kW	1.000 kW	1.700 kW
Ore funzionamento	8.000 ore/anno	8.000 ore/anno	8.000 ore/anno
Costi investimento	6.850 €/kW	830 €/kW	3.400 €/kW
Costi esercizio/ manutenzione fissi	56.000 €/anno	30.000 €/anno	150.000 €/anno
Costi esercizio/ manutenzione variabili	90.000 €/anno	184.000 €/anno	184.000 €/anno
Costi combustibile	0,15 €/kWh _e	0,22 €/kWh _e	0,04 €/kWh _e
Ricavo vendita energia termica	2.279.000 €/anno	563.000 €/anno	-
Vita utile impianto	15 anni	15 anni	15 anni
LCOE	276 €/MWh _e	255 €/MWh _e	129 €/MWh _e

Nell'ambito dei sistemi di piccola taglia (fino a qualche MW) l'adozione dell'acqua come fluido di lavoro è penalizzante sia dal punto di vista della complessità dell'impianto, sia dal punto di vista dell'efficienza dei diversi componenti, in particolare della turbina. La scelta di un opportuno fluido di lavoro, come ad esempio un polisilossano (fluido organico), permette di ottimizzare il turboalternatore e la configurazione dell'impianto, ottenendo una buona efficienza e un'elevata affidabilità di esercizio. La tecnologia è allo stato commerciale e sono disponibili unità cogenerative da una potenza minima di 50 kW elettrici con rendimenti attorno al 12-25%, crescenti in funzione della taglia.

Il ciclo con motore Stirling è invece una tecnologia ancora allo stato prototipale che si colloca nell'ambito della micro-cogenerazione. Nell'ambito di sistemi di piccola taglia (ad esempio, inferiori ai 50 kWe), i motori Stirling costituiscono potenzialmente una valida alternativa ai cicli Rankine a fluido organico. L'assenza di un fluido intermedio termovettore tra il sistema di combustione della biomassa e il motore permette di raggiungere rendimenti paragonabili alle altre tecnologie concorrenti.

Il panorama relativo all'impiego delle biomasse per la generazione elettrica è quindi molto complesso, in quanto presenta una molteplicità di combinazioni possibili di taglia di impianto, di tecnologia e tipo di combustibile impiegato. La situazione è per di più in rapida evoluzione, dato il suo carattere di fonte rinnovabile che trova interessanti sinergie con la gestione agro-forestale. I dati riportati in Tabella 2.6 (a pagina 53) sono un esempio di casi di studio condotti da RSE, basandosi su esperienze reali con impianti in esercizio, per tre differenti tipologie di impianti di generazione alimentati con questa fonte energetica.

2.6.4

I termovalorizzatori

Il recupero di energia nei termovalorizzatori di rifiuti solidi urbani è ormai una caratteristica prevalente negli impianti del parco nazionale, allineando anche l'Italia per questa via nella linea virtuosa delle "3R" (riduzione, riuso, riciclo), perseguita con forza in ambito europeo specie nell'ultimo decennio.

Il parco italiano (dati 2010) è attualmente composto da 53 impianti in esercizio di cui 50 effettivamente operativi, distribuiti in modo non uniforme sul territorio nazionale con 29 impianti nel Nord, 15 nel Centro e 9 al Sud e con una prevalenza delle regioni settentrionali (la sola Lombardia ha 15 termovalorizzatori in funzione). Per i prossimi anni sono in programma, in fase di progettazione o in costruzione, circa una dozzina di nuovi termovalorizzatori.

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

I termovalorizzatori nazionali con recupero di energia elettrica sono 51, a cui corrisponde una potenza elettrica nominale installata pari a 782 MW, mentre sono 11 gli impianti anche dotati di ciclo di cogenerazione con una produzione di energia termica effettuata su base stagionale e tutti localizzati nel Nord del Paese.

In Italia nell'ultimo decennio si è assistito a un consolidamento e a una crescita del recupero di energia elettrica nei termovalorizzatori (cosiddetti impianti WtE - *Waste to Energy*), che dal 2004 al 2010 ha permesso di incrementare la loro produzione di energia elettrica complessiva da 2.346 GWh a 3.887 GWh (più 60%), mentre la produzione di energia termica è di fatto raddoppiata rimanendo comunque a livelli nettamente inferiori rispetto a quella elettrica (1.212 GWh nel 2010).

Nel 2010 la distribuzione geografica di produzione di energia elettrica proveniente dal recupero energetico nei termovalorizzatori vedeva in testa il Nord Italia con 2.691 GWh, seguito dal Sud con 784 GWh e quindi dal Centro con 412 GWh. Si prevede che, nonostante i noti problemi di accettabilità sociale per tale tipologia di impianti, si verificherà un aumento significativo entro la fine del 2014 della capacità complessiva di trattamento e del relativo recupero energetico, determinato dalla ristrutturazione e dall'ampliamento di alcuni impianti (Modena, Roma, S. Vittore-FR), dall'avvio di ulteriori grandi impianti avvenuta a fine 2013 (Bolzano, Parma, Torino) e dalla costruzione di nuovi termovalorizzatori (Albano Laziale, Manfredonia, Modugno, Gioia Tauro).

La capacità di trattamento media su base nazionale dei termovalorizzatori di rifiuti urbani è di circa 135.000 t/anno di rifiuto incenerito e in particolare 24 impianti si collocano nella fascia 34.000-100.000 t/anno, 17 in quella 100.000-200.000 t/anno, mentre solo 6 grandi impianti di costruzione relativamente recente si posizionano nella fascia uguale o superiore a 200.000 t/anno (tra cui Brescia, Milano, Acerra, Parona, Modena, Granarolo dell'Emilia). L'impianto con maggiore capacità attualmente in funzione è quello di Brescia (880.000 t/anno) seguito da quello di Acerra (600.000 t/anno), quest'ultimo alimentato esclusivamente con Combustibile Solido Secondario (CSS)⁶.

6 *Il combustibile solido secondario (CSS) è definibile come combustibile solido ottenuto da rifiuti non pericolosi, utilizzato per il recupero di energia in impianti di incenerimento o co-incenerimento, rispondente alle specifiche e alla classificazione data dalla UNI EN 15359:2011. Può derivare dal trattamento di frazioni omogenee e opportunamente selezionate di rifiuti urbani, rifiuti industriali, rifiuti commerciali, rifiuti da costruzione e demolizione, fanghi da depurazione delle acque reflue civili e industriali non pericolosi, eccetera. Si presenta di solito in varie forme, addensate (pellets) o meno (fluff, simile a coriandoli).*

Va infine osservato che le taglie d'impianto si riferiscono a dati di progetto e non all'effettiva capacità di smaltimento. Pertanto, specialmente per gli impianti di più vecchia costruzione, l'effettiva capacità di incenerimento può risultare inferiore, in quanto negli ultimi vent'anni, anche a causa dell'incremento della raccolta differenziata, si è registrato in tutto il mondo occidentale e specie in Europa un progressivo aumento generalizzato del potere calorifico dei rifiuti, che ha comportato una riduzione del quantitativo di rifiuti inceneriti per esercire l'impianto entro il carico termico massimo di progetto della sua caldaia.

La tipologia nettamente prevalente tra gli impianti nazionali (82,3%) è quella del forno a griglia - alimentato da rifiuti tal quale a valle della raccolta differenziata, da CSS o da una miscela delle due tipologie - in cui il rifiuto viene immesso su una griglia fissa o mobile su cui avviene la combustione. In un termovalorizzatore il recupero del calore contenuto nei fumi di combustione avviene in un ciclo termico nel quale è prodotto vapore surriscaldato, che è quindi espanso in turbina per la produzione di energia elettrica. Nei vari impianti nazionali la pressione di esercizio del vapore prodotto è nella maggior parte dei casi compresa tra 40 e 60 bar (su tutto il parco nazionale il minimo è 10 bar e in un solo impianto è di 90 bar) e la temperatura di vapore si situa nell'intervallo 400 ÷ 430 °C.

Poiché i fumi prodotti dalla combustione dei rifiuti posseggono concentrazioni relativamente elevate di cloro e di metalli alcalini che generano depositi aggressivi sulle superfici metalliche della caldaia, la temperatura del vapore prodotto nel ciclo termico deve rimanere a livelli abbastanza bassi, se paragonata alle normali caldaie alimentate da combustibili fossili, onde evitare rilevanti problemi di corrosione dei materiali (in particolare nei banchi convettivi e nelle pareti membranate della caldaia). Questa circostanza incide negativamente sull'efficienza di produzione elettrica dell'impianto.

La determinazione del costo di produzione dell'energia elettrica dei termovalorizzatori deve necessariamente tener conto che, come spesso è affermato dagli operatori del settore, il business di un termovalorizzatore è l'incenerimento dei rifiuti e non la produzione di energia. Ciò significa che i termovalorizzatori sono progettati ed eserciti nell'ottica della massimizzazione dei rifiuti da trattare nell'ambito delle compatibilità ambientali vigenti e non in quella della massimizzazione dell'energia elettrica prodotta come recupero, anche se ciò comunque costituisce un *sottoprodotto* non trascurabile nella gestione economica dell'impianto.

Un'altra considerazione riguarda la gestione economica di un termovalorizzatore in cui il combustibile primario, cioè i rifiuti urbani

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

che alimentano l'impianto, costituiscono un ricavo, in quanto sono pagati a tariffa al gestore dai soggetti che li conferiscono, e non un costo come nel caso dei combustibili fossili utilizzati negli impianti

TABELLA 2.7

**Dati tecnico-economici utilizzati per il calcolo del LCOE
per un termovalorizzatore di rifiuti urbani.**

CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO		
Tipologia di impianto	Termovalorizzatore di RU con forno a griglia	
Recupero energetico con produzione di energia elettrica	si	si
Recupero energetico con produzione di energia termica (TLR o altro)	no	no
Capacità di trattamento dell'impianto (t/anno)	87.000	400.000
Quantità annua di rifiuto incenerito (t)	82.794	380.662
Numero di linee	2	3
Massimo carico termico caldaia (MW)	45,2	137
Pressione vapore in entrata alla turbina (bar)	40	60
Max temperatura vapore ciclo termico (°C)	400	425
Potenza elettrica della turbina di recupero energetico (MW)	10,5	45,3
Ore annue di funzionamento di ogni linea (h)	7.594	7.594
Ore annue di funzionamento della turbina (h)	8.556	8.556
Energia elettrica lorda annua prodotta (MWh)	61.340	317.629
Energia elettrica netta annua prodotta (MWh)	48.046	283.475
Quantità annua di scorie prodotte (t)	14.774	67.926
Quantità annua di ceneri prodotte (t)	2.633	12.106
Durata fermata per linea per manutenzione programmata (gg)	40	40
Durata fermata turbina per manutenzione programmata (gg)	5	7
Numero di addetti (compreso personale amministrativo)	25	74
DATI ECONOMICI		
Costi di investimento (€)		
Costo globale di investimento impianto più terreno	60.000.000	225.000.000
Area terreno (m ²)	40.000	200.000
Costo del terreno (20,66 €/m ²)	826.000	4.132.000
Vita dell'impianto (anni)	20	20
Costi annui di esercizio (€)		
Costo del personale (55.000 €/anno medio per addetto)	1.357.000	4.050.000
Costo esercizio per manutenzioni, reagenti, combustibile per avviamenti	2.145.000	6.090.000
Costo di smaltimento scorie (38,8 €/t) e ceneri (152,5 €/t)	974.120	4.478.713
Costi diversi (controlli, analisi, amministrativi, tasse)	868.000	3.430.000
Ricavi annui (€)		
Incasso per smaltimento rifiuti urbani (85 €/t)	7.037.490	32.356.276

per la sola produzione energetica. Il potere calorifico dei rifiuti conferiti a un termovalorizzatore dipende pesantemente da vari fattori, quali i pretrattamenti eventualmente effettuati (ad esempio, la preparazione del Combustibile Solido Secondario), l'andamento stagionale del rifiuto tal quale, l'entità della preselezione operata con la raccolta differenziata a monte del conferimento all'impianto. Tenuto conto delle considerazioni di cui sopra, si può assumere che il valore medio su base nazionale del potere calorifico inferiore (PCI) del rifiuto tal quale, che rappresenta la grande maggioranza dei casi, conferito a un termovalorizzatore sia di circa 10,5 MJ/Kg.

Per la determinazione del LCOE di un termovalorizzatore consideriamo nel seguito due taglie di impianto con capacità di trattamento rispettivamente di 87.000 t/anno e 400.000 t/anno. La prima taglia è quella di un impianto rappresentativo della media dei termovalorizzatori del parco nazionale oggi in esercizio, mentre la seconda si riferisce ad un impianto di grande capacità e rappresenta la probabile evoluzione futura che ci si attende nel nostro Paese con la costruzione di nuovi impianti.

I dati tecnici ed economici più significativi per la descrizione delle caratteristiche dei due impianti considerati per il calcolo del LCOE sono riportati nella Tabella 2.7 (a pagina 57). Come si vede dalla tabella, nel calcolo sono considerati due termovalorizzatori della tipologia più utilizzata in Italia (forno a griglia) dotati di solo recupero di energia elettrica e non termica (teleriscaldamento o altro). I dati riportati in tabella sono ricavati dalla letteratura e da comunicazioni private con alcuni gestori degli impianti.

I valori del LCOE calcolato per i due termovalorizzatori da 87.000 e 400.000 t/a, assumendo una durata del periodo di costruzione di 3 anni, risultano rispettivamente pari a 118 €/MWh e 47 €/MWh.

2.7

GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

La tecnologia fotovoltaica consente la trasformazione diretta della radiazione solare in energia elettrica tramite celle fotovoltaiche che sfruttano la proprietà di alcuni materiali semiconduttori di generare elettricità se colpiti da radiazione solare. Il materiale prevalentemente utilizzato per produrre celle fotovoltaiche è il silicio a cristallo singolo (monocristallino) o a cristalli multipli (policristallino). Altri materiali utilizzati sono i cosiddetti "film sottili" (quali silicio amorfo, tellururo di cadmio, diseleniuro di indio e rame). Celle solari basate su mate-

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

riale semiconduttore depositato in strati molto sottili (dell'ordine del micron) sono sviluppate con l'obiettivo di ridurre i costi con processi di produzione su grande scala. Tuttavia, per questi materiali devono ancora essere superati numerosi problemi tecnici, specie nell'area della stabilità in esercizio e della resa nel processo costruttivo.

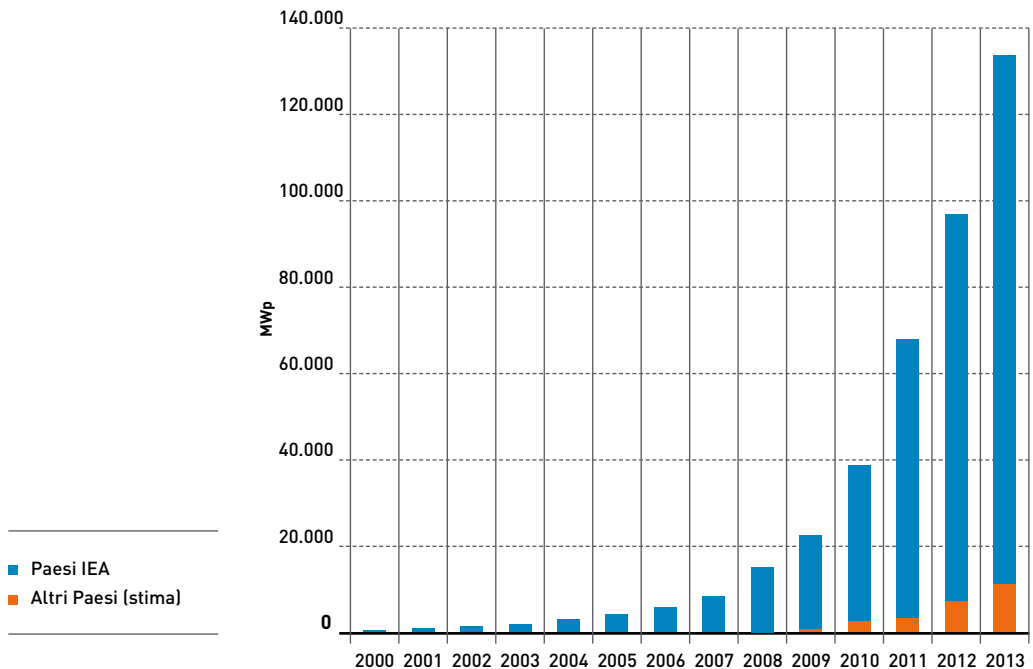
I componenti principali di un impianto fotovoltaico sono le celle fotovoltaiche interconnesse e incapsulate per formare un modulo fotovoltaico (talvolta anche chiamato impropriamente pannello fotovoltaico), la struttura di sostegno dei moduli, l'inverter (per la conversione dell'energia da corrente continua a corrente alternata) e i sistemi di protezione. L'impianto fotovoltaico può essere connesso alla rete, ed è allora dotato di sistemi di interfaccia alla stessa che possono essere inclusi nell'inverter; o isolato, e quindi dotato anche di accumulo elettrico e sistema di gestione della carica dell'accumulo.

Alla fine del 2013 in tutto il mondo sono stati installati circa 135 GW di impianti fotovoltaici come produzione di energia elettrica

FIGURA 2.16

Andamento della potenza fotovoltaica installata nel mondo.

(Fonte: IEA, 2014)

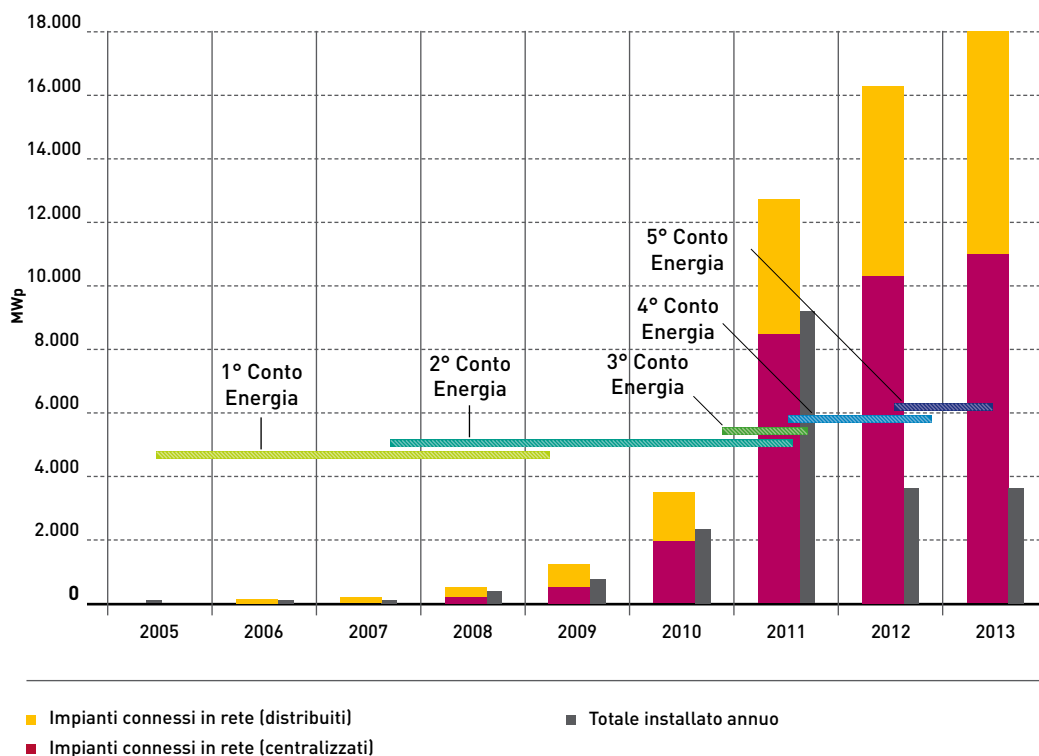


immessa in rete o come generazione locale per utenze e comunità isolate dalla rete (Figura 2.16). In Italia, alla stessa data, erano in esercizio circa 550.000 impianti per 18 GW installati e 22 TWh elettrici prodotti. Tale ampia diffusione in Italia è avvenuta grazie agli incentivi del “Conto Energia” (Figura 2.17), giacché il costo del kWh prodotto da questa tecnologia è tuttora più elevato rispetto alle fonti tradizionali. Tuttavia, il consistente trend di diminuzione dei costi degli impianti fotovoltaici sta portando nelle regioni più soleggiate d'Italia (Sicilia, Puglia, Calabria e Sardegna) a raggiungere la *grid-pa-*

FIGURA 2.17

Andamento della potenza fotovoltaica installata in Italia, in relazione ai vari programmi di incentivazione “Conto Energia”.

(Fonte: Guastella, 2014)



Dati raccolti da RSE e ENEA nell'ambito dell'accordo di collaborazione internazionale IEA PVPS Task 1
Exchange and dissemination of information on photovoltaic power systems

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

riety (cioè il punto in cui l'energia elettrica prodotta con questa fonte energetica uguaglia il costo dell'energia prelevata dalla rete elettrica per l'utente finale). A tale scopo è da tenere in conto che la produzione di energia elettrica con impianti fotovoltaici varia con la collocazione degli stessi nelle varie regioni italiane: il medesimo impianto ha una produzione elettrica annua attesa pari a 1.050 kWh/kWp a Milano, 1.300 a Roma e 1.400 a Messina. Dal punto di vista della gestione del sistema elettrico nazionale, il ragguardevole livello di penetrazione raggiunto dagli impianti fotovoltaici (più del 30% della potenza totale generata in giornate con basso carico) impone una loro adeguata regolamentazione e integrazione.

Per quanto riguarda i costi di realizzazione di impianti fotovoltaici esistono numerosi studi pubblicati a livello internazionale [IEA, 2013], [EPIA, 2013] dai quali è possibile trarre dati/informazioni in grado di fornire un quadro completo degli aspetti utili, sotto il profilo economico, per stabilire la validità o meno di un'iniziativa industriale correlata ad un progetto per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica.

Il valore LCOE rappresenta uno dei parametri da stimare, per quanto possibile con il minor grado di incertezza, per comprendere se la realizzazione di un impianto fotovoltaico si prospetta come economicamente sostenibile.

Per la definizione dei parametri necessari alla valutazione attendibile del LCOE sono state considerate le informazioni disponibili per gli impianti fotovoltaici di nuova produzione tipicamente installati sul territorio nazionale. Le valutazioni sono riferite a impianti fotovoltaici connessi alla rete, mentre non sono considerati gli impianti fotovoltaici isolati dalla rete per l'alimentazione di utenze o comunità isolate in quanto si prevede che il loro sviluppo sarà alquanto limitato nel nostro territorio nazionale. I valori dei parametri sono stati desunti dalla letteratura e/o da informazioni ricevute direttamente da costruttori e operatori di settore.

I valori sono forniti per differenti taglie di impianto giacché, sebbene la maggior parte dei costi cresca quasi proporzionalmente con la potenza dell'impianto, in alcuni casi questi variano diversamente in funzione della potenza dell'impianto.

Costi di investimento specifici. Questa voce include i costi di: progettazione dell'impianto; fornitura dei moduli (circa il 50% del costo totale), degli inverter e degli altri componenti; esecuzione delle opere civili; montaggi e collegamenti elettrici. I valori relativi a 3 taglie d'impianto sono riportati in Tabella 2.8 (aggiornata a ottobre 2013).

TABELLA 2.8

Voci di costo e tempi di realizzazione dei moduli fotovoltaici.

Potenza (kWp)*	Tipo di installazione	Costi di investimento specifici [k€/kW]	Costi fissi di esercizio [k€/anno]	Costi variabili di esercizio [€/kWh]	Tempo di costruzione [mesi]
3	A tetto	2,4	0,2	0,0513	0,2
20	A tetto	2,0	0,4	0,0308	0,5
2.000	In terreni mediamente complessi	1,2	40	0,0231	4

* kWp è la potenza del dispositivo fotovoltaico (cella, modulo, impianto) alle condizioni di prova standard (STC): temperatura di giunzione di cella: 25 °C, irraggiamento sul piano del dispositivo: 1.000 W/m², distribuzione spettrale di riferimento: AM 1,5.

La potenza nominale di un impianto fotovoltaico è la potenza elettrica (espressa in Wp), determinata dalla somma delle singole potenze nominali di ciascun modulo dell'impianto, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

Costi fissi di esercizio. Sono variabili in funzione della taglia (vedi Tabella 2.8). Questa voce include i costi di assicurazione e, per gli impianti di taglia rilevante (superiore a 500 kW), i costi di concessione in uso dell'area impegnata dall'impianto fotovoltaico.

Costi variabili di esercizio. Sono variabili in funzione della taglia (vedi Tabella 2.8). Questa voce include i costi di manutenzione ed esercizio dell'impianto, che in generale aumentano con il progredire della vita dell'impianto; il valore indicato è rappresentativo di una media pesata sulla vita utile dell'impianto.

Rendimento complessivo dell'impianto posto uguale all'82%.

Il rendimento e/o l'efficienza complessiva dell'impianto fotovoltaico (o più comunemente il Fattore di Prestazione, PR - *Performance Ratio*) è dato dal rapporto fra l'energia annua prodotta e l'energia annua producibile in base alle caratteristiche dei moduli impiegati, all'irraggiamento e alla temperatura ambiente, ed è il risultato di tutti gli effetti penalizzanti della produzione che si riscontrano in questo tipo di impianti. In particolare, gli effetti considerati sono:

- indice di disponibilità annuale dell'impianto alla generazione (98%);
- efficienza del generatore FV per funzionamento non STC (90%);
- efficienza complessiva di inverter e trasformatori (95%);
- perdite elettriche complessive (1,5%);
- indisponibilità della rete elettrica (0,5%).

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

TABELLA 2.9

Valori di LCOE (€/MWh) calcolati per diverse taglie di impianti fotovoltaici ubicati in Italia Centrale.

Producibilità specifica netta (MWh/MW)	1.150		
Taglia impianto fotovoltaico (kWp)	3	20	2.000
Valori di LCOE (euro/MWh)	329	230	150

Tempo di costruzione. Variabile in funzione della taglia, come riportato in Tabella 2.8.

Vita dell'impianto. 30 anni. L'attuale durata del periodo di incentivazione per impianti fotovoltaici è 20 anni, ma si prevede che l'impianto continui a funzionare per altri 10 anni; esistono già impianti fotovoltaici in esercizio da quasi 30 anni.

Ore equivalenti o producibilità specifica. Questa voce rappresenta il numero di ore equivalenti di funzionamento dell'impianto fotovoltaico a potenza nominale su base annua; tali ore sono da considerarsi lorde; per ottenere le ore equivalenti nette i valori vanno moltiplicati per il rendimento complessivo dell'impianto. Per il calcolo del LCOE si assumono 1.400 ore equivalenti lorde, corrispondenti a 1.150 ore equivalenti nette, indicative delle producibilità tipiche di un sito in Italia Centrale.

Con i dati di input summenzionati i valori calcolati per il LCOE sono riportati nella Tabella 2.9.

Si noti che, come specificato al Paragrafo 2.1, il calcolo del LCOE assume parametri finanziari e fiscali tipici di un'impresa, che non hanno senso per un'installazione domestica da 3 kWp. Il LCOE per l'impianto da 3 kWp è stato tuttavia calcolato con gli stessi parametri degli impianti di maggiori dimensioni, al fine di consentire un confronto a parità di condizioni.

Nel valutare l'effettiva redditività di un impianto fotovoltaico bisogna tener conto che il chilowattora prodotto da questi impianti, se installati dopo il giugno 2013, non gode di una tariffa incentivante. L'esaurimento degli incentivi previsti dal programma "Conto Energia" ha comportato una drastica riduzione delle installazioni fotovoltaiche in Italia, il cui trend di crescita era stato già consistentemente ridotto con l'obbligo di iscrizione nel registro dei "Grandi Impianti" (per potenze superiore a 200 kWp su terreno e a 1.000 kW su edifici) che implicava un numero limitato di installazioni.

Sono tuttavia attualmente in vigore alcuni meccanismi di agevolazione per impianti fotovoltaici il cui vantaggio dovrà essere opportunamente valutato in funzione della taglia dell'impianto, del sito di installazione e del diagramma di carico dell'utenza collegata all'impianto. Tali meccanismi sono: lo scambio sul posto, il ritiro dedicato, la detrazione fiscale del 50% del costo di investimento per impianti non superiori a 20 kW, destinati ad autoconsumo.

2.8

GLI IMPIANTI GEOTERMICI

Gli impianti geotermici sfruttano il calore estratto dal sottosuolo in virtù del fatto che la temperatura interna della Terra aumenta con la profondità e la sua variazione, nota come gradiente geotermico, è mediamente di 3 °C ogni cento metri. In particolari aree del Pianeta, corrispondenti ai margini delle zolle rappresentati dalle dorsali oceaniche e dalle zone di subduzione, il gradiente geotermico è anomalo e si possono avere temperature di 250-350 °C e anche superiori a profondità di 2.000-4.000 metri. Per sfruttare questa fonte energetica profonda, è necessario individuare l'esistenza di un sistema geotermico e dei suoi tre elementi principali: una fonte di calore, un serbatoio costituito da formazioni geologiche permeabili, un opportuno vettore, ovvero i fluidi geotermici (vapore/acqua).

I sistemi geotermici, secondo la regola più comune, sono suddivisi in sistemi geotermici ad acqua dominante e a vapore dominante. In sostanza si tratta di sistemi idrotermali, dove il vapore e l'acqua rappresentano il vettore per trasferire il calore in superficie.

I fluidi geotermici sono prelevati dalla roccia serbatoio profonda mediante pozzi di erogazione e sono trasportati con opportune tubazioni alla centrale. Il vapore è inviato a una turbina che, collegata a un alternatore, trasforma l'energia meccanica in energia elettrica alternata. Questa energia elettrica è trasmessa a un trasformatore che innalza la tensione e la immette nella rete di trasmissione. Il vapore in uscita dalla turbina è riportato allo stato liquido in un condensatore, mentre i gas incondensabili contenuti nel vapore sono dispersi nell'atmosfera dopo abbattimento dei composti potenzialmente dannosi (se presenti). Una torre di refrigerazione consente di raffreddare l'acqua riscaldata dalla condensazione del vapore e di restituirla al condensatore. L'acqua condensata in uscita dalle centrali è re-iniettata nelle rocce serbatoio profonde da cui i fluidi sono stati estratti e questo consente la ricarica del serbatoio e di evitare dimi-

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

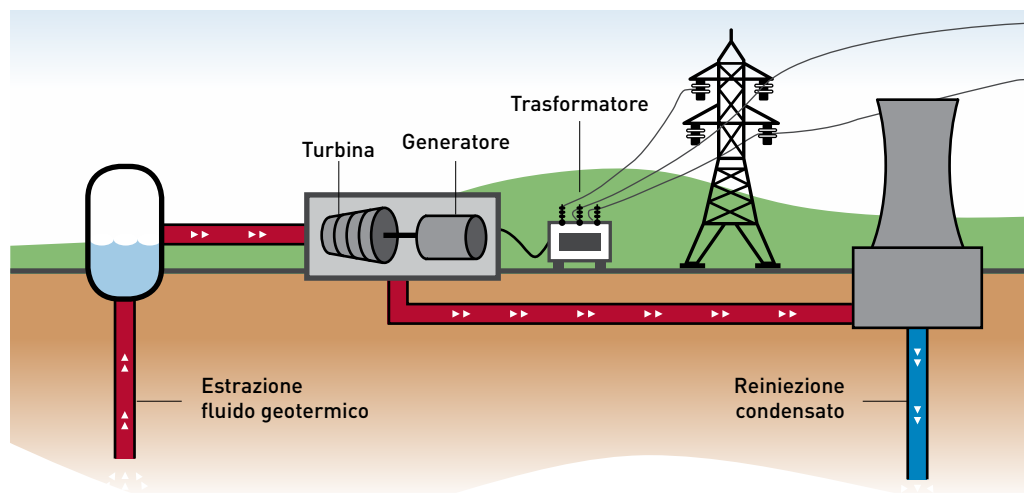
nuzioni rilevanti dei fluidi geotermici e quindi dell'energia elettrica prodotta (Figura 2.18).

In questo settore l'Italia vanta un invidiabile primato che risale al 1904 e consiste nel primo tentativo, effettuato a Larderello in Toscana, di produrre energia elettrica sfruttando il vapore estratto dal sottosuolo per accendere cinque lampadine. L'esperimento dimostrò la fattibilità del processo e il suo successo industriale che portò nel 1942 a una potenza elettrica installata di oltre 127 MW. È dopo la seconda guerra mondiale che si ha il vero incremento di produzione di energia elettrica arrivando, sul finire degli Anni '60, a toccare i 2,8 TWh/anno netti. Tra il 1979 e il 1985 la produzione è rimasta in pratica costante, oscillando tra i 2,5 e i 2,8 TWh/anno; dal 1985 la crescita è stata più rilevante e nel 1986 ha superato 5 TWh/anno. Tra il 2008-2011 la produzione elettrica è oscillata tra i 5,52 e i 5,654 TWh/anno e nel 2012 è stata di 5,592 TWh con 33 impianti operativi.

Ai nostri giorni, l'energia geotermica per produrre elettricità nel mondo è sfruttata in ventiquattro Paesi e l'Italia è sempre tra i principali produttori con circa 772 MW installati esclusivamente in Toscana, dove esistono le condizioni geologiche più favorevoli. Questa

FIGURA 2.18

Schema di una centrale geotermoelettrica e dei suoi principali componenti.



produzione elettrica corrisponde al 7% di quella prodotta dal parco delle fonti rinnovabili e soddisfa circa il 26% del fabbisogno elettrico regionale (riferito all'anno 2012). I siti produttivi sono concentrati nelle zone di Larderello-Travale e del Monte Amiata.

Così come sopra descritti, i sistemi geotermici sembrano piuttosto semplici mentre nella realtà presentano una notevole complessità che dipende dalle condizioni geologico/strutturali del sito e fisico/chimiche dei fluidi. La conoscenza delle caratteristiche dei fluidi è fondamentale per la corretta progettazione degli impianti di produzione e le contromisure da adottare per contrastare, ad esempio, le incrostazioni e la corrosione degli impianti stessi.

Gli impianti utilizzati in Italia sono di tipo convenzionale e si possono distinguere in:

- impianti a contropressione con scarico diretto nell'atmosfera: sono i più semplici e meno costosi; in essi il vapore secco, ove necessario ottenuto dopo la separazione dalla parte liquida, passa attraverso la turbina e viene poi scaricato in atmosfera. Si tratta di impianti utili come pilota e collegati a pozzi isolati. In genere hanno una potenza modesta, tra 2-5 MW;
- impianti a condensazione: hanno un'impiantistica ausiliaria più sofisticata e presentano dimensioni notevolmente maggiori rispetto agli impianti a contropressione e un miglior rendimento. La potenza generalmente è tra 55 e 60 MW, con punte anche di 110 MW.

Si evidenzia che, seppur non ancora diffusi, un ruolo importante sul fronte dell'innovazione può essere previsto per impianti a ciclo binario. Si tratta di impianti che utilizzano un fluido secondario a basso punto di ebollizione che è fatto vaporizzare per alimentare le turbine di un generatore e in seguito ricondensato in un ciclo chiuso. La loro potenza è piuttosto modesta così come l'efficienza, ma consentono di sfruttare risorse a media temperatura (120-180 °C) utilizzate sino ad ora solo per recupero termico e per scopi idrotermali.

I costi d'investimento specifici che influenzano lo sviluppo dell'energia geotermica sono spesso poco conosciuti se non da specialisti; gli investimenti sono rallentati anche dai rilevanti capitali iniziali necessari per scoprire la risorsa geotermica.

La progettazione di un impianto geotermico dipende molto dalle condizioni locali di sito e la fase esplorativa risulta cruciale. Essa comprende, ad esempio, le indagini geologiche a scala regionale e locale, le prospezioni geofisiche e geochemiche, l'esecuzione dei pozzetti per la stima del gradiente geotermico e dei primi pozzi esplorativi. Il ri-

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

TABELLA 2.10

Ripartizione dei costi relativi per un impianto geotermico.

Esplorazione	5%
Verifica di fattibilità del progetto	5%
Permessi	1%
Perforazione	24%
Vapordotto	7%
Realizzazione impianti di produzione	54%
Trasmissione	4%

TABELLA 2.11

Range di LCOE per diverse taglie di impianti geotermici.

Impianto geotermico	Piccolo	Medio	Grande
Taglia (MW)	10	50	100
Costi di investimento (M€/MW)	2,24-5,35	2,05-4,88	1,86-4,43
Costi fissi (M€/MW)	0,11-0,27	0,1-0,24	0,093-0,22
Costi variabili (€/MWh)	16,3-24,9	14,8-22,8	13,5-20,6
Fattore di utilizzo	0,86-0,95	0,86-0,95	0,86-0,95
Vita impianto (anni)	50	50	50
Tempo di costruzione (anni)	5	5	5
LCOE medio (€/MWh)	61-144	56-131	51-119

schio minerario legato alle perforazioni è sempre piuttosto elevato e in genere nella pianificazione si considera una percentuale di successo dei pozzi del 25%. Nel caso di esito positivo della fase esplorativa si passa alla seconda fase che consiste nella perforazione di un certo numero di pozzi di produzione e iniezione, in quantità idonea a verificare la fattibilità del progetto. Solo in seguito si passa alla fase d'ingegnerizzazione che comporta la perforazione dei pozzi finali il cui numero dipende dalla taglia del progetto e dalle caratteristiche della risorsa.

Segue la progettazione e realizzazione della centrale e della rete di tubazioni (vapordotto) per il trasporto dei fluidi geotermici; altri costi sono legati ai permessi da richiedere, alle procedure amministrative e alla connessione alla rete. Molto spesso i campi geotermici si trovano in aree non prossime a centri urbanizzati e i costi associati al trasporto dell'energia elettrica possono essere anche rilevanti. I costi operativi e di manutenzione non sono dissimili dagli impianti tradizionali, ma bisogna considerare anche quelli legati alla perfo-

razione di nuovi pozzi e alle tecnologie per evitare la corrosione e l'incrostazione degli impianti.

È quindi difficile definire dei valori medi di LCOE per gli impianti geotermici; tuttavia da una ricerca eseguita sulla letteratura nazionale e internazionale esistente è stata ricavata una ragionevole ripartizione dei costi per centrali con taglia compresa tra 40 e 100 MW che è riportata nella Tabella 2.10 (a pagina 67).

Analogamente, è complicato determinare i costi fissi e variabili di esercizio legati, ad esempio, alla manutenzione dei pozzi di produzione e iniezione e alla perforazione di nuovi pozzi per mantenere il livello di generazione elettrica, nonché alle problematiche legate alle incrostazioni degli impianti e alla manutenzione dei vapordotti. Tuttavia alcuni approfondimenti eseguiti hanno permesso di stimare il parametro LCOE per tre diverse taglie di impianti geotermici, come riportato nella Tabella 2.11 (a pagina 67).

2.9

GLI IMPIANTI NUCLEARI

Le oscillazioni del prezzo del petrolio e delle fonti fossili sono ovviamente oggetto di un continuo dibattito circa la convenienza o meno del nucleare in quei Paesi dove il settore energetico non è supportato con decisione da politiche governative di diversificazione degli approvvigionamenti e di investimento tecnologico. Nel mondo

FIGURA 2.19

Impianto EPR di prossima entrata in esercizio presso Olkiluoto (Finlandia).



I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

occidentale, un elemento penalizzante per il settore elettronucleare è rappresentato dalle opposizioni ambientaliste, particolarmente accese verso questa fonte rispetto ad altre.

Questo aspetto, da un punto di vista puramente economico, contribuisce ad un ulteriore aumento dei costi di investimento per via dell'allungamento degli iter autorizzativi e del rischio di minor disponibilità dell'impianto rispetto a quanto preventivato per soddisfare le più pressanti richieste degli organismi di controllo. Nel caso dell'Italia in particolare, l'esperienza avuta con la chiusura delle centrali nucleari alla fine degli Anni '80 e il recente referendum spinge a valutazioni ancora più prudenti rispetto ai Paesi europei che hanno impianti nucleari in esercizio sul proprio territorio.

Al fine di poter confrontare il costo dell'energia elettrica prodotta in Italia con quella di altri Paesi dove la fonte nucleare è tuttora impiegata, si è ritenuto utile presentare il calcolo dell'LCOE con riferimento ad un EPR di nuova generazione.

L'EPR è un reattore di tipo PWR 4-loops con una potenza installata di 1.600 MW_e progettato e costruito dalla società francese AREVA, i cui primi due esemplari sono in costruzione in Francia e in Finlandia e altri due in Cina.

Tale tipo di reattore è ad acqua in pressione e impiega uranio arricchito fino al 5% nell'isotopo fissile U235, con la possibilità di impiegare anche ossidi misti (uranio e plutonio) come combustibile. L'EPR offre un elevato livello di sicurezza, essendo in grado di prevenire e mitigare anche gli effetti di un incidente grave, ossia quelle situazioni critiche responsabili di potenziali impatti radiologici esterni e che richiederebbero l'implementazione di adatte misure d'evacuazione per la popolazione circostante. Dal punto di vista della competitività, il reattore EPR rappresenta lo stato dell'arte, in quanto è stato concepito per avere:

- una elevata potenza, con indubbi vantaggi in termini di costo per MW installato;
- un elevato rendimento termodinamico, stimabile fra il 36 e il 37% in funzione del sito;
- tempi ridotti di costruzione (stimati in 5-6 anni una volta avviata la "filiera"), grazie alla modularità e alla standardizzazione in fase di realizzazione;
- una vita effettiva dell'impianto di 60 anni;
- una gestione del combustibile flessibile e avanzata che consente un risparmio nel consumo di uranio;
- una elevata disponibilità, stimata in 92% durante tutta la vita

dell'impianto, ottenuta attraverso alti tassi di sfruttamento del combustibile, ridotti tempi per le operazioni di ricarica e possibilità di eseguire operazioni di manutenzione con l'unità in esercizio.

È tuttavia necessario precisare che le stime di progetto realizzate da AREVA per il reattore EPR vanno certamente prese con una qualche cautela. Gli impianti in costruzione ad Olkiluoto e Flamanville hanno infatti mostrato una lievitazione dei tempi di realizzazione. Entrambi i siti, che già ospitavano centrali di tipo PWR, dovrebbero entrare in esercizio - secondo alcune riviste specializzate come *World Nuclear News* e *Power Magazine* - solo nel 2016. Anche sul fronte costi le previsioni originarie sono state ampiamente superate.

A differenza degli impianti termoelettrici tradizionali, per i quali il costo di produzione è per lo più legato al costo del combustibile, gli impianti nucleari presentano un costo di produzione fortemente dipendente dai costi di investimento, indubbiamente più alti degli impianti convenzionali. Questo fattore, unitamente ai più lunghi tempi di realizzazione dell'impianto, costituisce in un mercato elettrico liberalizzato un elemento di rilevante criticità che tende indubbiamente ad indurre alla prudenza gli investitori privati.

Questi costi, di per sé molto più elevati di quelli associabili ai più semplici impianti alimentati a olio, carbone o a gas, sono controbilanciati da una minore incidenza del combustibile sul costo del kilowattora, la cui provenienza è associabile ad aree geopolitiche più stabili rispetto a quelle degli idrocarburi. Di importanza non certo secondaria è la possibilità, per quanto riguarda il combustibile nucleare, di costituire scorte di combustibile non di settimane ma di diversi anni.

Di seguito si riporta l'analisi dei costi di generazione dell'energia elettrica in un impianto nucleare tipo EPR, con riferimento al recente studio presentato dalla International Energy Agency. In particolare i costi sono suddivisi in 4 voci.

Costo di investimento. Rappresenta la parte preponderante del costo totale ed è quello di più difficile quantificazione. La costruzione di un impianto nucleare, infatti, richiede ingenti risorse finanziarie e queste vanno reperite sul mercato dei capitali, ricorrendo sia a forme di debito sia di capitale di rischio, la cui ripartizione dipende dalla disponibilità degli investitori istituzionali e del sistema bancario. Secondo quanto riportato dal recente studio della IEA, la stima del costo d'investimento del reattore francese EPR è pari a 2.860 €/kW installato.

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

Costo del combustibile. Una delle principali ragioni di attrattiva verso la produzione di energia elettrica da fonte nucleare è il basso costo del combustibile, se confrontato con quello delle fonti fossili. L'uranio, per essere utilizzato, deve comunque essere processato, arricchito e assemblato in elementi di combustibile. Il costruttore dell'EPR, AREVA, dichiara che il costo del combustibile rappresenta il 17% del costo del kWh prodotto da un impianto EPR, disaggregato in 51% di costo dell'uranio naturale, 3% di costo di conversione, 32% di costo di arricchimento e 14% di costi di fabbricazione. Tali costi per questa tipologia di reattore sono quantificati in 6,9 €/MWh.

Costo di esercizio e manutenzione (O&M). Tenendo in considerazione il fattore di utilizzazione dell'impianto, il costo del lavoro e la potenza dell'impianto, si stima che il costo di manutenzione sia pari a 11,8 €/MWh.

Costo di decommissioning. I costi del decommissioning sono alquanto variabili e dipendenti dal tasso di sconto considerato: infatti, si va da valori molto bassi pari 0,037 €/MWh con un tasso di sconto del 5%, a 0,0037 €/MWh con un tasso di sconto del 10%, essendo l'ammortamento del costo del decommissioning effettuato sull'intera vita tecnica dell'impianto (60 anni).

Sulla base delle ipotesi fatte è possibile stimare il valore del LCOE all'interno di una forbice che dipende dagli anni considerati per l'ammortamento dei costi d'investimento. In particolare, il LCOE è stimato in 72,1 €/MWh, nell'ipotesi di un ammortamento in 15 anni (intervallo di tempo di norma considerato per l'ammortamento del costo d'investimento in un impianto a carbone o a ciclo combinato) e in 65,7 €/MWh se tale ammortamento avviene su un tempo più lungo e pari a 40 anni (normalmente considerato per la tecnologia nucleare).

2.10

IL MIX ITALIANO E I COSTI DI PRODUZIONE

I valori di LCOE per le diverse fonti, calcolati secondo le ipotesi adottate nel presente capitolo, sono riepilogati nella Tabella 2.12.

Questi valori permettono una stima ragionevole del LCOE medio, in cui occorre ricordare che, per ragioni di omogeneità, il riferimento sono gli impianti che potrebbero essere realizzati ex-novo in Italia. Per queste realizzazioni i costi dei combustibili, dei materiali, della mano d'opera e degli investimenti sono infatti riferiti alla situazione attuale del nostro Paese.

La percentuale di energia prodotta con ciascuna delle tipologie impiantistiche, riportata nella colonna “Mix Italia”, mette in evidenza il peso che hanno i relativi LCOE sul costo medio di generazione nel contesto nazionale e sempre secondo le ipotesi fatte. Il valore che ne deriva si trova nel *range* 74–148 €/MWh. Il tema sarà ripreso nel successivo Capitolo 3, in cui l'effetto del mix di generazione italiano, indubbiamente condizionato dall'uso del gas e delle rinnovabili più costose, è messo a confronto con quello medio europeo.

TABELLA 2.12

Riepilogo del LCOE per ciascuna fonte, secondo le ipotesi adottate in questo capitolo.

Fonte energetica	LCOE (€/MWh)	Mix Italia %
Carbone	53-65	15
Gas	70-86	43
Idroelettrica	60-380	14
Eolica	102-152	4,5
Biomasse	129-276	3,0
Termovalorizzatori	47-118	1,2
Fotovoltaica	150-329	6,3
Geotermica	51-144	2,0

2.11

LA STIMA DEI COSTI ESTERNI PER LE DIVERSE FONTI

Secondo l'economia classica, con il termine esternalità si definiscono quei “costi e benefici” che si hanno quando l'attività economica di un gruppo di individui ha un impatto su un secondo gruppo e quando il primo non compensa completamente il secondo per l'impatto da esso generato. In altre parole, in un sistema economico si verifica un'esternalità quando l'utilità o la produzione di un individuo (consumatore o produttore) dipende da variabili il cui valore è determinato da altri, senza che questi ricevano o paghino alcun compenso pari al beneficio o al costo marginale arrecato.

Le attività produttive in genere e quelle industriali in particolare, pur generando notevoli benefici, causano contemporaneamente effetti negativi sull'ambiente, sulla salute e sul benessere degli individui.

L'economia tradizionale ha sempre considerato le risorse naturali come una “merce gratuita”: esse, di fondamentale importanza per

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

la maggior parte dei processi produttivi, sono state spesso usate e degradate senza che nessun costo sociale, legato alla loro depauperazione, venisse preso in considerazione.

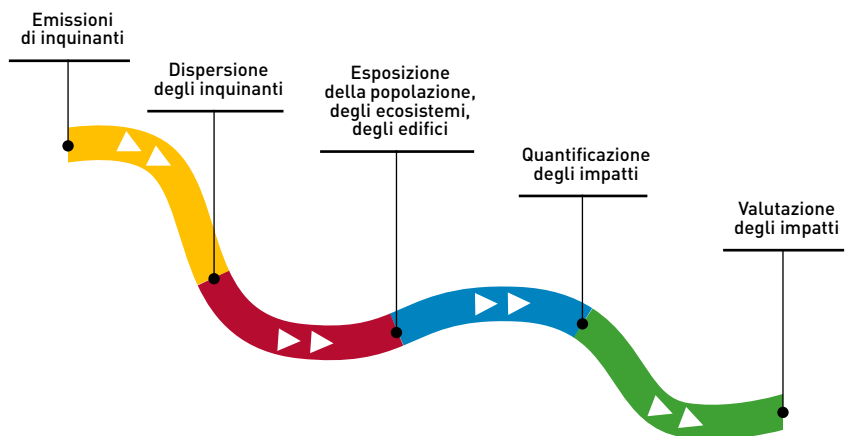
La difficoltà a monetizzare le risorse naturali ha fatto sì che il calcolo economico tradizionale abbia sempre lasciato in disparte la problematica relativa al danno ambientale causato da un'attività; è proprio a causa di questa esternalità rispetto al mercato che questi fenomeni sono stati definiti "esternalità ambientali".

L'esigenza di tradurre gli impatti ambientali in valori economici deriva dal fatto che fintanto che tali costi (o benefici) non vengono monetizzati, essi rimangono appunto esterni alle logiche di mercato, determinando quello che gli economisti chiamano *fallimento del mercato*: ovvero l'incapacità del mercato di allocare in maniera efficiente le risorse.

Sebbene la metodologia della quantificazione dei costi esterni e della sua applicazione all'interno di analisi costi-benefici non sia esente da critiche, a partire dagli Anni '90 dello scorso secolo essa ha conosciuto un nuovo impulso proprio nell'ambito della produzione di energia elettrica e, in particolare, in relazione alla valutazione delle esternalità delle emissioni atmosferiche. Tale impulso è dovuto essenzialmente a quella che ormai è possibile chiamare la *famiglia* dei progetti ExternE. In tale ambito è stata definita una metodologia, detta del "percorso degli impatti" (*impact pathway*) che consiste nei seguenti passi (vedi Figura 2.20):

FIGURA 2.20

Percorso degli impatti per il calcolo dei costi esterni.



- definizione dei ratei emissivi;
- utilizzo di modelli di dispersione atmosferica per la stima delle concentrazioni di inquinanti;
- stima dell'esposizione dei recettori (popolazioni, ecosistemi, campi coltivati...);
- stima degli impatti (ad esempio, l'aumento dei casi di malattie cardiorespiratorie) attraverso funzioni dose-risposta; tali impatti nella metodologia ExterneE riguardano essenzialmente tre recettori: salute umana (malattie e mortalità), danni all'agricoltura, danni agli edifici;
- stima del danno economico attraverso funzioni di monetizzazione.

Le esternalità così determinate sono relative alle sole emissioni atmosferiche e non tengono conto né di altri effetti (positivi o negativi) sull'ambiente né di altre esternalità di tipo non ambientale.

Inoltre, per quanto descritto precedentemente, tali esternalità sono fortemente sito-specifiche. La loro dipendenza dal luogo in cui avvengono le emissioni atmosferiche è legata sia alle condizioni meteorologiche e orografiche che influenzano la dispersione degli inquinanti, sia alla presenza e alla distribuzione dei recettori (popolazioni, coltivazioni, eccetera). Non è quindi possibile in linea teorica determinare un valore del costo esterno di una singola tecnologia svincolato dal luogo di funzionamento della stessa.

Tuttavia, anche allo scopo di fornire indicazioni generali ai policy-makers, sono state sviluppate delle metodologie semplificate che permettono di stimare i costi esterni di sistemi di produzione di energia in funzione della nazione europea in cui avvengono le emissioni atmosferiche.

2.11.1

Una metodologia semplificata

La metodologia semplificata utilizzata in questa sede per il calcolo delle esternalità ambientali è una metodologia speditiva, messa a punto dall'Agenzia Europea per l'Ambiente – EEA European Environment Agency, che consente di valutare in termini monetari il danno sulla salute e sull'ambiente provocato da:

- inquinanti atmosferici con effetti a scala locale e regionale: NH_3 , NO_x , NMVOC, PM, SO_2 ;
- inquinanti atmosferici con effetti a scala globale (effetto serra): CO_2 , N_2O , CH_4 misurati come $\text{CO}_{2\text{EQ}}$.

La metodologia utilizzata per quantificare il costo del danno per

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

gli inquinanti a scala locale e regionale segue il percorso degli impatti, già definito da ExternE (Figura 2.20), con una serie di semplificazioni metodologiche. Le principali semplificazioni rispetto alla metodologia ExternE sono le seguenti:

- il danno per tonnellata, per singolo inquinante, è stato quantificato a livello medio nazionale grazie all'utilizzo ripetuto di modelli di dispersione atmosferica e, quindi, alla realizzazione di matrici di trasferimento emissione-concentrazioni;
- sono stati valutati opportuni fattori per passare dal danno medio nazionale al danno medio per settore, per tenere conto ad esempio dell'altezza del camino, che influenza la dispersione degli inquinanti;
- il danno è calcolato come $(\text{emissioni degli impianti}) \times (\text{danno medio nazionale}) \times (\text{fattore "camino"})$.

In altri termini, il costo esterno per l'emissione di un singolo inquinante (€/ton) per un singolo Stato membro è calcolato una volta per tutte a livello medio per ogni nazione. Grazie a questi fattori di costo nazionali, è possibile quindi stimare i costi esterni a partire dalle emissioni atmosferiche senza applicare l'intera catena modellistica di Figura 2.20 ma semplicemente moltiplicando le emissioni annue (in tonnellate) per il fattore di costo (€/t).⁷

Il modello di dispersione utilizzato traccia gli inquinanti in atmosfera e segue le loro reazioni chimiche consentendo di quantificare gli effetti legati alle emissioni e non solo alla concentrazione atmosferica degli inquinanti nello stato chimico-fisico in cui essi vengono rilasciati. Ne consegue, ad esempio, che i danni causati dalla concentrazione in atmosfera di particolato sono assegnati al $\text{PM}_{2,5}$ (primario) così come agli altri inquinanti primari da cui si forma il particolato secondario (SO_2 per i solfati presenti in atmosfera, NO_x per i nitrati e NH_3 per l'ione ammonio) in proporzione al loro contributo al fenomeno.

L'analisi degli impatti degli inquinanti a scala regionale rende conto degli effetti sulla salute umana, sulle coltivazioni e sui materiali a causa dell'esposizione a $\text{PM}_{2,5}$, ozono troposferico e acidità atmosferica. L'effetto sulla salute di SO_2 , NO_x , NH_3 e NMVOC è legato alla formazione di particolato secondario e ozono attraverso reazioni chimiche in atmosfera. Gli effetti diretti sulla salute da esposizione diretta a SO_2 ed NO_x sono già considerati negli effetti del particolato fine e non vengono riconsiderati per evitare doppi conteggi. Nello studio EEA si ipotizza che tutte le

⁷ Nel presente rapporto e in "Holland et al., 2011" (EEA, 2011), i valori monetari sono espressi in €2005.

frazioni di particolato siano ugualmente dannose alla salute in termini di unità di massa in funzione della loro dimensione e non in funzione della loro composizione. In particolare, va sottolineato come le particelle che hanno un effetto concreto sulla salute umana sono, secondo la metodologia proposta derivata da EEA, quelle di $PM_{2,5}$.

Come accennato, lo studio dell'impatto a scala locale e regionale fornisce gli effetti sulla salute umana, sulle coltivazioni e sui materiali. Dato il forte peso della mortalità nella quantificazione degli effetti sulla salute umana, nello studio EEA per il calcolo della mortalità sono stati usati sia il valore statistico della vita (VSL, basato sul numero di morti associati all'inquinamento atmosferico), sia il valore di un anno di vita (VOLY, basato sulla perdita di aspettativa di vita). Nella metodologia qui applicata, si è scelto di utilizzare il VOLY, poiché la stima è più completa e conservativa.

L'analisi sui danni alle coltivazioni, provocati principalmente da ozono, non comprende gli effetti sull'allevamento del bestiame e sui relativi prodotti, come ad esempio la produzione di latte.

L'analisi dei danni ai materiali, dovuti principalmente all' SO_2 , non considera i danni ai monumenti e agli edifici di interesse culturale.

La monetizzazione delle emissioni di gas a effetto serra è oggetto di discussione all'interno della comunità scientifica ed è affetta da maggiore incertezza rispetto a quanto visto in merito agli inquinanti locali e regionali. Tale incertezza deriva in primo luogo dall'incertezza sugli effetti della concentrazione di gas climalteranti in atmosfera e, in secondo luogo, da incertezza in merito ai futuri sviluppi demografici ed economici. In questo lavoro, sempre seguendo le proposte dello studio EEA, la monetizzazione viene fatta attraverso la stima del costo marginale di abbattimento. Il valore utilizzato di 33,6 €/t deriva da una metodologia sviluppata dal Governo inglese per la stima del carbonio nelle valutazioni di politica pubblica. È comunque un dato considerato rappresentativo ed è il valore medio nell'intervallo 3-70 €/t consigliato dall'IPCC, la

TABELLA 2.13

Fattori di danno per tonnellata di inquinante per l'effetto serra e per gli altri inquinanti considerati nello studio. Valori validi per l'Italia e riferiti al 2010. Il fattore del PM_{10} è riportato ma non verrà utilizzato nelle aggregazioni finali dei risultati per evitare doppi conteggi con il $PM_{2,5}$.

Scala	Globale	Locale e regionale					
Inquinante	CO_2eq	NO_x	SO_2	PM_{10}	$PM_{2,5}$	NMVOC	NH_3
[€/t]	33,6	8.394	7.994	23.120	35.604	625	13.129

I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

cui stima è basata sull'approccio del costo sociale del carbonio.

La Tabella 2.13 riporta, per maggior completezza, i valori dei costi esterni per unità di massa considerati nei calcoli.

2.11.2

Il confronto tra le fonti energetiche

I fattori di danno riportati nella Tabella 2.13 sono stati applicati ai ratei emissivi delle principali tecnologie di produzione di energia elettrica sia da fonte fossile (cicli combinati a gas, carbone tradizionale e innovativo, turbogas, olio combustibile) sia rinnovabili (biomasse solide, liquide e gassose, idroelettrico, geotermico, fotovoltaico e solare). I ratei emissivi, cioè le emissioni di inquinanti per unità di energia prodotta si riferiscono all'intero ciclo di vita dell'energia elettrica e quindi, per tutte le fonti, comprendono:

- la fase di upstream: acquisizione della fonte energetica, quindi estrazione (ad esempio, del gas);
- trattamento, trasporto e stoccaggio; oppure coltivazione e trattamento per le biomasse;
- la fase di costruzione degli impianti di produzione elettrica;
- la fase di esercizio degli impianti (e quindi per gli impianti termici le emissioni dovute alla combustione).

Per quanto riguarda gli impianti a combustibili fossili, i dati della fase di esercizio derivano dalle dichiarazioni EMAS degli impianti registrati (integrandoli ove necessario con il manuale sulle emissioni dell'Agenzia Europea per l'Ambiente e dall'Environmental Monitoring European Program) mentre l'efficienza degli impianti è quella dichiarata da TERNA nei rapporti statistici annuali sulla produzione. Per quanto riguarda gli impianti a turbogas si è tenuto conto della percentuale di utilizzo di gasolio e gas naturale desumibile sempre dai rapporti statistici di TERNA. Per le fasi di upstream si è utilizzato il database Ecoinvent così come per la costruzione degli impianti.

Per quanto riguarda le biomasse i dati derivano da Ecoinvent nella quasi totalità dei casi, ma sono stati adattati alla realtà italiana. Inoltre, per ogni tipo di biomassa (solida, liquida e gassosa) le emissioni fanno riferimento alla percentuale di biomassa da rifiuti e da biomassa coltivata nel 2011 sulla base di elaborazioni effettuate confrontando i dati Eurostat con i dati TERNA.

Per quanto riguarda idroelettrico, solare ed eolico i dati sono de-

FIGURA 2.21

Confronto tra le esternalità totali (effetti a scala locale e globale) delle principali filiere di produzione di energia elettrica.

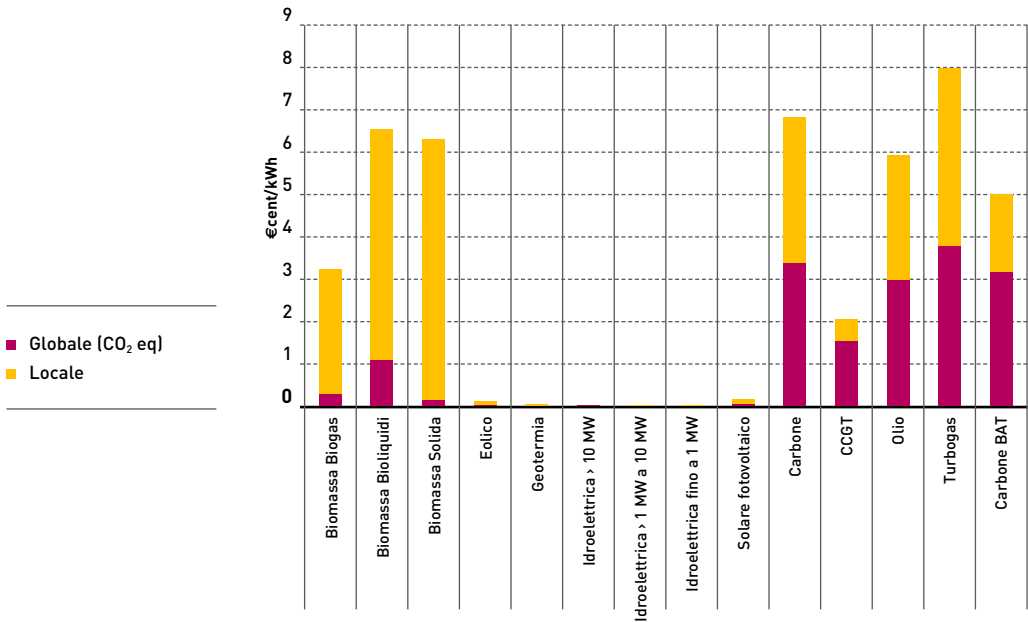
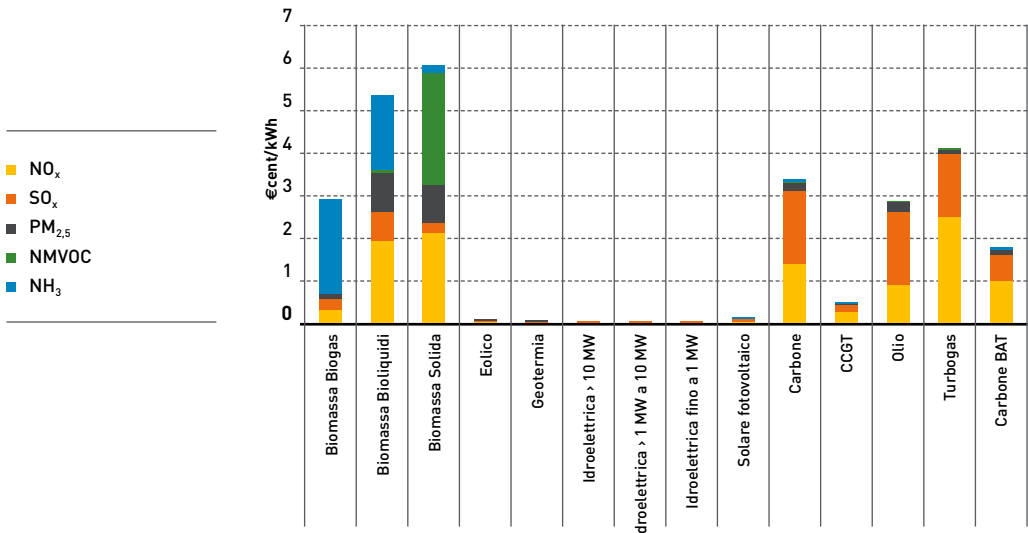


FIGURA 2.22

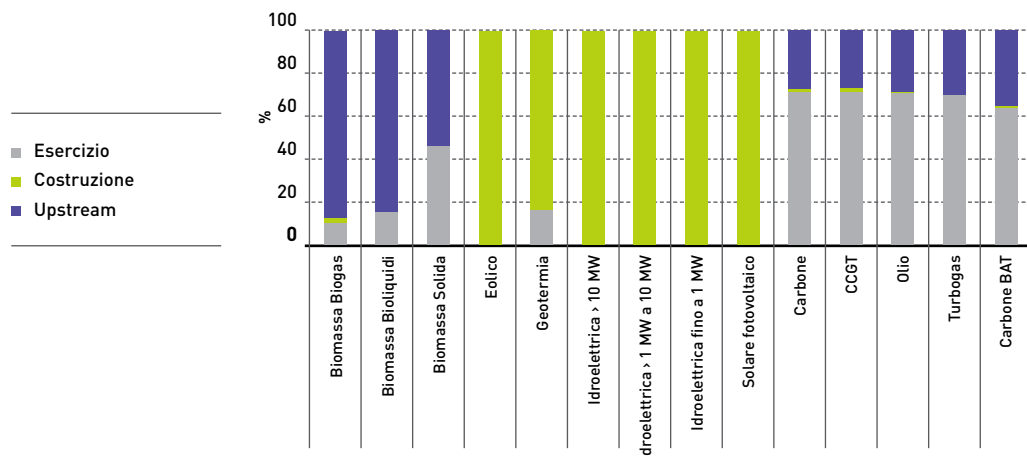
Confronto tra le esternalità locali (effetti a scala locale) delle principali filiere di produzione di energia elettrica.



I costi di generazione delle fonti e delle tecnologie

FIGURA 2.23

Contributo percentuale delle diverse fasi del ciclo di vita di ogni tecnologia alla creazione di esternalità nella produzione elettrica.



sunti dal database LCI del progetto NEEDS⁸, mentre i dati per il geotermico derivano dal database LCI del progetto SESAMO, sviluppato nell'ambito dei progetti finanziati dal Fondo *Ricerca per il sistema elettrico nazionale* (DM 26.01.2000 e successivi).

Sulla base di queste ipotesi è possibile confrontare alcune delle principali tecnologie di produzione elettrica sulla base delle esternalità associate alle relative emissioni atmosferiche.

Il grafico di Figura 2.21 mostra come l'energia da fonti idroelettrico, solare, geotermico ed eolico abbia dei costi esterni decisamente più bassi rispetto alle fonti fossili. Questo non è altrettanto vero per le biomasse, la cui produzione di energia elettrica comporta costi esterni inferiori rispetto ad impianti tradizionali a carbone o ad impianti ad olio combustibile, ma superiori se confrontati con tecnologie da fonte fossile più "performanti", in termini sia ambientali sia energetici, quali ad esempio gli impianti a gas naturale in ciclo combinato (CCGT). Le ridotte emissioni di gas ad effetto serra non riescono a compensare, in termini di costi esterni, le maggiori emissioni di gas inquinanti a scala locale. Ciò è dovuto probabilmente alla taglia degli impianti, che comporta minori efficienze e minori misure di abbattimento degli inquinanti al camino. È doveroso tuttavia precisare anche che i dati relativi

8 <http://www.needs-project.org/needswebdb/index.php>

agli impianti fossili sono più affidabili rispetto a quelli degli impianti a biomassa che provengono da database.

Focalizzando l'attenzione sugli inquinanti che contribuiscono agli effetti a scala locale, il grafico di Figura 2.22 mostra il contributo dei singoli inquinanti. Mentre per le fonti fossili il grosso delle esternalità è dovuto alle emissioni di ossidi di azoto e zolfo, per le bioenergie risultano rilevanti anche le emissioni di composti organici volatili, di ammoniaca (dovute alla fase di coltivazione delle biomasse) e di particolato.

In Figura 2.23 sono mostrati i contributi di ogni fase del ciclo di vita di ciascuna tecnologia alla creazione di esternalità. Si nota come per le tecnologie non termoelettriche, la quasi totalità dei costi esterni è dovuta alla costruzione. Per le fonti fossili, oltre il 70% dei costi esterni è dovuta alla fase di esercizio, ma il contributo dell'upstream non è trascurabile. Per le biomasse, in ragione della quota parte di biomasse coltivate, la fase di upstream (in questo caso coltivazione e preparazione del combustibile) contribuisce per più delle metà dei costi totali.

Infine, la Tabella 2.14 riassume i costi complessivi delle diverse fonti energetiche.

TABELLA 2.14

Riepilogo dei costi complessivi per fonte energetica.

Fonte energetica	LCOE (€/MWh)	Costo esterno (€/MWh)	Costo totale (€/MWh)
Carbone	53-65	50-70	103-135
Gas (CCGT)	70-86	20	90-106
Idroelettrica	60-380	trascurabile	60-380
Eolica	102-152	trascurabile	100-152
Biomasse	129-276	30-65	159-341
Termovalorizzatori	47-118	n.d.	-
Fotovoltaica	150-329	2	152-331
Geotermica	51-144	n.d.	-

Realizzata una valutazione dei costi di generazione per le diverse fonti, è necessario descrivere il parco di generazione italiano, in modo da comprendere quale sia il peso, attuale e in prospettiva, delle diverse fonti sui costi per il cliente finale.

È bene ricordare i limiti di questo confronto, che non può tener conto dell'età dei singoli impianti e del loro specifico ammortamento, ed è quindi esclusivamente basato sul valore del *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) calcolato per impianti di nuova costruzione e con costi di combustibili, materiali, mano d'opera e degli investimenti ai valori attuali.

Proprio questa parametrizzazione del LCOE legata ai valori odierni fa sì che ogni analisi di questo tipo rappresenti più un giudizio qualitativo della strategia energetica piuttosto che una oggettiva valutazione economica. La composizione del parco elettrico, è bene ricordarlo, evolve con una certa lentezza: la sua costante di tempo è legata alla vita utile degli impianti ed è quindi di molti decenni.

È importante fare un confronto con il mix elettroenergetico di altri Paesi, in particolare nell'ambito UE, per comprendere facilmente le cause del gap osservato fra i prezzi italiani e quelli degli altri. Ed è anche utile analizzare la consistenza e l'andamento delle importazioni nette, sia a testimonianza della scarsa competitività della generazione italiana, sia in termini di prospettive di offerta di servizi in un futuro mercato integrato. Offerta che potrebbe invece risultare una concreta opportunità per i produttori italiani, aiutando quindi a remunerare le aziende produttrici e a ridurre i prezzi dell'energia sul mercato nazionale.

3.1

IL PARCO DI GENERAZIONE NAZIONALE

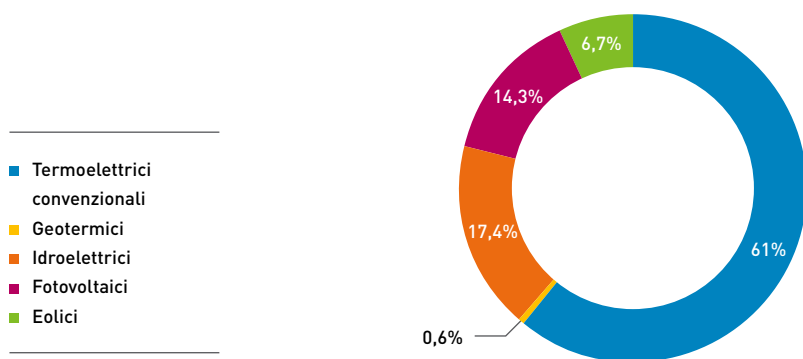
Secondo i dati pubblicati al 31 dicembre 2013 dall'operatore della rete di trasmissione nazionale (TERNA), la potenza efficiente lorda di generazione elettrica in Italia ammonta a poco più di 128 GWe, distribuita fra impianti a combustibili fossili e da fonti rinnovabili. La maggior parte della potenza installata è attribuibile agli impianti termoelettrici, con una quota pari al 61,6%. Seguono gli impianti idroelettrici con il 17,4%, i fotovoltaici al 14,3%, e infine gli eolici con il 6,7% (Figura 3.1). Il trend di sviluppo del parco di generazione elettrico dal 1963 al 2013 è riportato in Figura 3.2, dove si evidenzia il forte incremento della potenza installata mediante impianti termoelettrici tradizionali e, negli ultimi anni, di quelli eolici e fotovoltaici. La fonte nucleare, che aveva raggiunto un massimo di potenza installata di circa 1.500 MWe, non è più utilizzata dal 1987.

Le figure nelle pagine successive riportano dati di maggior dettaglio sulla capacità installata di impianti termoelettrici e a fonti rinnovabili, sempre relativi al 31 dicembre 2013, come pubblicati da TERNA nel proprio rapporto statistico.

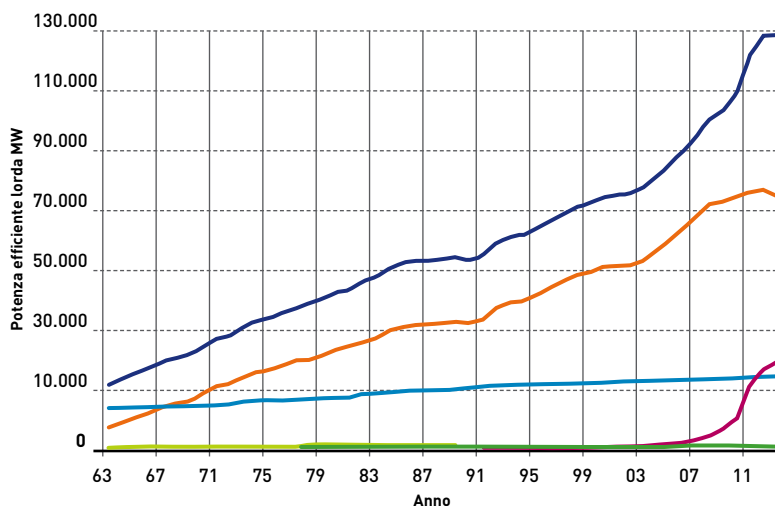
FIGURA 3.1

Ripartizione della potenza efficiente lorda installata in Italia (in %) per tipologia di impianto (100%=128,638 GW) al 31 Dicembre 2013.

(Fonte: TERNA)


FIGURA 3.2

Andamento storico dell'evoluzione della potenza efficiente lorda installata in Italia per tipologia di impianto. (Fonte: TERNA)



GLI IMPIANTI TERMOELETTRICI

Gli impianti termoelettrici tradizionali usano in prevalenza quale combustibile il gas naturale, seguito dal carbone, in minor parte i prodotti petroliferi tradizionali (olio combustibile, gasolio, coke da petrolio) e solo marginalmente *altri combustibili*, quali gas di sintesi da processi di gassificazione, da residui di processi chimici e di lavorazione.

Relativamente agli impianti con sola produzione di energia elettrica, la potenza efficiente lorda installata in Italia è pari a 55,302 GW, con la seguente ripartizione fra le tecnologie (vedi Figura 3.3):

- cicli combinati: in prevalenza impianti di grossa taglia (tra 200-500 MW) con una potenza efficiente lorda pari a 25,219 GW;
- vapore a condensazione: impianti con taglie fra i 100 e 500 MW per una potenza efficiente lorda di 20,949 GW;
- ri-potenziamento¹ di grossi impianti con 5,318 GW di potenza efficiente lorda;
- turbine a gas: in prevalenza piccoli-medi impianti con 2,097 GW di potenza efficiente lorda;
- motori a combustione interna: in prevalenza di taglia inferiore ai 25 MW per una potenza efficiente lorda di 1,388 GW;
- altre tecnologie con 0,330 GW.

La potenza efficiente lorda degli impianti termoelettrici tradizionali con produzione combinata² di elettricità e calore è pari a 23,199 GW con la seguente ripartizione per tecnologie (vedi Figura 3.4):

- cicli combinati con taglia fra i 100 e 500 MW con una potenza efficiente lorda di 16,932 GW;
- motori a combustione interna (inferiori ai 25 MW) con una potenza efficiente lorda di 2,539 GW;
- vapore a contropressione, turbine a gas e impianti a condensazione e spillamento con 3,728 GW.

¹ Con tale termine si indica l'abbinamento di un impianto a vapore e di uno o più turbogas, ma con schema diverso dal classico ciclo combinato.

² Con l'espressione "produzione combinata di elettricità-calore" si indica una situazione di cogenerazione, in senso letterale, il che non implica necessariamente il raggiungimento di particolari soglie di indici energetici come IRE o PES, e quindi ad esempio la qualificazione di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR).

Le Figure 3.3 e 3.4 riportano la ripartizione in percentuale fra le diverse tecnologie della potenza efficiente lorda installata, per gli impianti con produzione di sola energia elettrica e per quelli con produzione combinata di elettricità-calore.

FIGURA 3.3

Ripartizione della potenza efficiente lorda installata in Italia (in %) per tecnologia impiegata negli impianti termoelettrici convenzionali con sola produzione di energia elettrica (100%=55,302 GW) al 31 dicembre 2013. (Fonte: TERNA)

- Cicli combinati
- Vapore a condensazione
- Ri-potenziamento
- Turbine a gas
- Motori a combustione
- Altre tecnologie

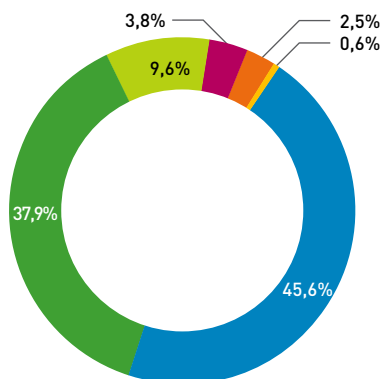
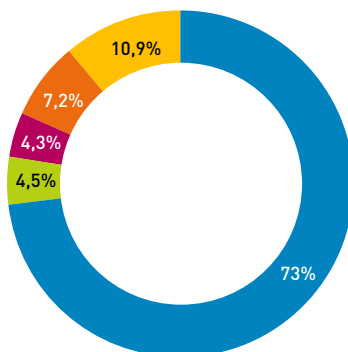


FIGURA 3.4

Ripartizione della potenza efficiente lorda installata in Italia (in %) per tecnologia impiegata negli impianti termoelettrici convenzionali con produzione combinata di elettricità e calore (100%=23,199 GW) al 31 dicembre 2013. (Fonte: TERNA)

- Cicli combinati
- Vapore a contropressione
- Turbine a gas
- Condensazione a spillamento
- Motori a combustione



La generazione elettrica in Italia

3.3

GLI IMPIANTI A FONTE RINNOVABILE

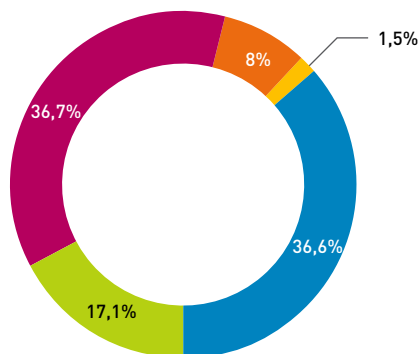
La potenza efficiente lorda degli impianti a fonte rinnovabile ammonta al 31 dicembre 2013 a 50,153 GW con la seguente ripartizione per fonte energetica (Figura 3.5):

- idrica: in prevalenza si tratta di impianti con taglie superiori ai 10 MW, con 18,366 GW installati;
- eolica con 8,561 GW;
- fotovoltaica con 18,420 GW;
- bioenergia, sia con produzione di sola elettricità, sia con produzione combinata elettricità-calore, con 4,033 GW;
- geotermica con 0,773 GW.

FIGURA 3.5

Ripartizione della potenza efficiente lorda (in %) fra gli impianti a fonte rinnovabile (100%=50,153 GW) al 31 dicembre 2013. (Fonte: TERNA)

- Idrica
- Eolica
- Fotovoltaica
- Bioenergia
- Geotermica



3.4

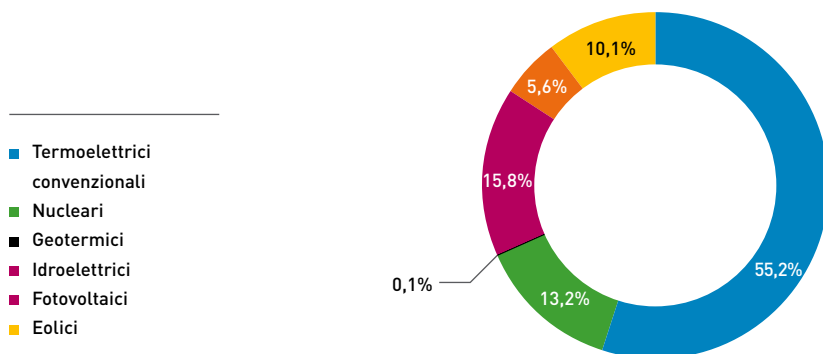
IL PARCO DI GENERAZIONE EUROPEO

La potenza efficiente lorda degli impianti installati nell'Unione Europea a 27 Paesi (UE27) ammonta, al 31 dicembre 2011, a 932,6 GW, con una ripartizione fra impianti termoelettrici convenzionali, nucleari, geotermici, idrici eolici e fotovoltaici, come riportato nel diagramma di Figura 3.6.

Nella Tabella 3.1 si confrontano i valori della potenza efficiente lorda per fonte installati nell'Unione Europea a 27 Paesi, con quelli

FIGURA 3.6

Ripartizione della potenza efficiente lorda installata nella UE27 (in %) per tipologia di impianto (100%=932,6 GW). (Fonte: TERNA)



di Italia, Francia, Germania, Regno Unito e Spagna. Accanto ai valori della potenza installata espressa in GW, tra parentesi si riporta la quota percentuale sul totale.

Come si nota, se si esclude la Francia dove la fonte nucleare dà il maggior contributo alla produzione elettrica nazionale, e la Spagna, dove rinnovabili e nucleare danno conto di circa la metà della potenza installata, in Germania, Regno Unito e Italia la fonte fossile domina la generazione elettrica con quote di potenza installata variabili fra il 72% e l'88% circa (80% in Italia). Il contributo delle fonti rinnovabili varia dal 12,6% del Regno Unito al 42,7% della Spagna, con Italia (34,8%) e Germania (39,3%) in posizione intermedia. Si noti che le quote corrispondenti alle fonti rinnovabili hanno subito ulteriori significativi incrementi dopo il 2011, anno a cui si riferiscono i dati qui riportati, in tutti i Paesi.

Facendo invece riferimento all'energia prodotta, anziché alla potenza installata, il contributo delle fonti rinnovabili viene ovviamente ridimensionato a causa della loro discontinuità produttiva, come riportato nelle tabelle del paragrafo seguente.

3.5

CONFRONTI INTERNAZIONALI

Se da un lato la potenza installata rappresenta un significativo indicatore della strategia energetica adottata da ciascuna nazione, il dato

La generazione elettrica in Italia

TABELLA 3.1

Potenza efficiente lorda installata nel 2011 nella UE27 e nei principali Paesi europei.

Paese	Potenza efficiente lorda installata (GW) - dati anno 2011						Totale
	Fossile	Nucleare	Geotermica	Idroelettrica	Fotovoltaica	Eolica	
UE27	514,5 (55,3%)	123,4 (13,2%)	0,805 (0,09%)	146,9 (15,8%)	52,613 (5,6%)	94,332 (10,1%)	932,6 (100%)
Italia	79,7 (65,2%)	-	0,772 (0,6%)	22,1 (18,1%)	12,773 (10,4%)	6,936 (5,7%)	122,3 (100%)
Francia	30,7 (23,8%)	63,1 (48,9%)	-	25,6 (19,8%)	2,949 (2,3%)	6,792 (5,2%)	129,1 (100%)
Germania	88,4 (53,4%)	12,1 (7,3%)	0,008 (0%)	11,0 (6,7%)	24,875 (15,0%)	29,041 (17,6%)	165,4 (100%)
Regno Unito	71,8 (76,1%)	10,7 (11,3%)	-	4,3 (4,6%)	0,978 (1,1%)	6,54 (6,9%)	94,3 (100%)
Spagna	53,6 (50,3%)	7,5 (7,0%)	-	18,5 (17,3%)	5,367 (5,1%)	21,673 (20,3%)	106,6 (100%)

più interessante sul quale effettuare confronti di carattere economico a livello internazionale è quello relativo al mix della produzione in termini di fonte utilizzata. Questi confronti permettono di formulare qualche considerazione circa i costi di generazione medi: valori che sono deducibili facendo riferimento, per omogeneità, ad un LCOE per impianti di nuova costruzione, per i quali i costi dei combustibili, dei materiali, della mano d'opera e degli investimenti sono riferiti alla situazione attuale, come precisato all'inizio di questo capitolo.

In Tabella 3.2 sono infatti riportati i valori del LCOE stimati per ciascuna fonte secondo i criteri illustrati nel Capitolo 2. Questi valori, pesati sulla generazione di energia elettrica per ciascuna fonte, consentono una stima ragionevole del LCOE medio facendo riferimento al mix italiano attuale e a quello europeo di questi ultimi anni. È bene sottolineare ancora una volta che si tratta di un confronto puramente teorico, proprio perché il costo di generazione è stato stimato per impianti nuovi: può quindi essere considerato ragionevolmente cautelativo.

Dalla tabella appare evidente come il mix italiano sia fortemente sbilanciato sul gas naturale, che dà conto di quasi metà della produzione, metà che nella media dei Paesi UE27 è invece appannaggio di nucleare, carbone e lignite. I più bassi costi variabili della generazione da tali fonti rispetto al gas naturale sono uno dei fattori che spiegano i più bassi

TABELLA 3.2

Riepilogo del LCOE per ciascuna fonte e impatto sul costo medio di generazione dell'energia elettrica in funzione del mix. Confronto tra il costo medio italiano e quello europeo.

(Elaborazione su dati IEA 2009 e Eurostat 2012)

Fonte energetica	LCOE (€/MWh)	Mix Italia %	Mix UE27 %
Carbone	53-65	15	26
Gas	70-86	43	23
Idroelettrica	60-380	14	10
Eolica	102-152	4,5	6,5
Biomasse	129-276	3,0	3,0
Termovalorizzatori	47-118	1,2	0,2
Fotovoltaica	150-329	6,3	1,5
Geotermica	51-144	2,0	0,2
Nucleare	66-72	-	27
Olio e altri combustibili	≈ 70*	11	2,6

Costo medio di generazione	-	74 - 148	69-120
Prezzo medio dell'energia elettrica	-	151-274	116-206
Incremento medio costo generazione-prezzo	-	≈ 91%	≈ 70%

* È stato preso come riferimento il LCOE medio dei combustibili fossili.

costi medi dell'energia elettrica nelle nazioni europee rispetto all'Italia.

Per ciò che concerne il nucleare, va evidenziato che il suo LCOE è qui conteggiato come se si trattasse di impianti nuovi e non ancora ammortizzati. Come per le fonti rinnovabili, il LCOE reale per questo tipo di impianti è probabilmente più basso di quello riportato nella tabella nel caso si tratti di impianti con oltre trent'anni di vita; ma difficilmente stimabile in uno studio di carattere generale come questo.

Nell'ultima riga della stessa tabella i costi di generazione sono infine messi a confronto con i prezzi dell'energia elettrica nella bolletta già citati nel capitolo introduttivo. Confrontando gli incrementi che si hanno nel passaggio dal costo di generazione al prezzo finale, appare evidente che l'utenza elettrica italiana risulta svantaggiata non solo a causa del mix scelto per le fonti ma anche per i costi dei servizi e degli oneri generali, di cui si parlerà con maggiore dettaglio nel Capitolo 4.

3.6

IL SALDO IMPORT/EXPORT

L'Italia è da lungo tempo il maggiore importatore di energia elettrica tra i Paesi dell'Unione Europea, a causa del differenziale di prezzi sfavorevole che rende l'energia elettrica sul mercato nazionale mediamente più costosa di quella disponibile sugli altri mercati europei.

Come si vede dalla Figura 3.7 (a pagina 90), il saldo netto tra importazioni ed esportazioni negli ultimi 15 anni si è attestato su valori annui compresi circa tra 40 e 50 TWh. Rapportando tali saldi netti alla richiesta sulla rete³ si ottengono i valori mostrati in Figura 3.8 (a pagina 91).

Si nota come tale rapporto abbia raggiunto un picco nel 2002 con un valore pari al 16,3%, per poi assestarsi negli anni più recenti su valori dell'ordine del 13-14%.

I dati riportati in precedenza fanno riferimento ai *flussi fisici* di energia transitati sulle linee di interconnessione con l'estero: tali flussi nel 2013 si sono ripartiti tra i vari Paesi confinanti come riportato in Tabella 3.3 (a pagina 91). La stessa tabella riporta anche i valori dei corrispondenti *flussi commerciali*, corrispondenti alle compravendite afferenti alle diverse zone estere, effettuate sia sulla Borsa Elettrica sia fuori Borsa, sulla base di contratti bilaterali.

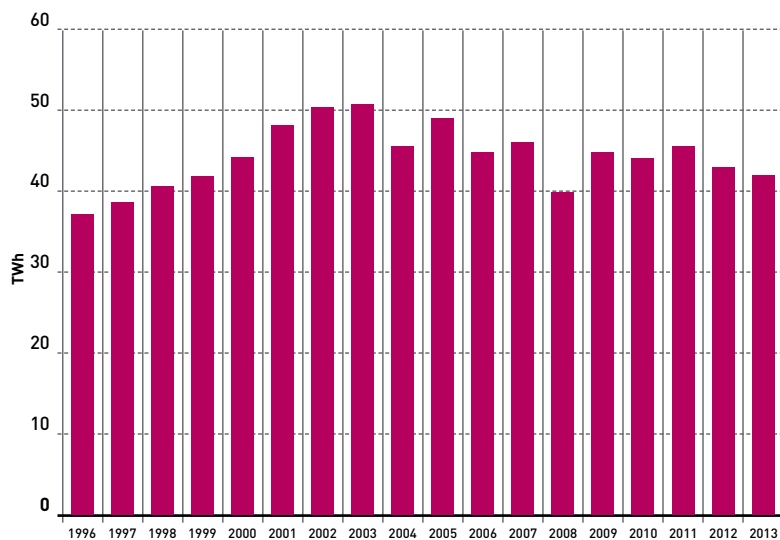
Si nota come i flussi commerciali dalla Francia siano superiori ai corrispondenti flussi fisici, mentre il contrario avviene per i flussi dalla Svizzera: è noto infatti che, per le leggi fisiche che governano il funzionamento delle reti elettriche, parte delle transazioni commerciali dirette tra Francia e Italia si traducono in flussi fisici che fluiscono tra i due Paesi attraversando la Svizzera.

Peraltro, il fatto che anche tra i flussi commerciali il valore più elevato sia attribuibile alla Svizzera non significa che i maggiori fornitori esteri di energia all'Italia siano i produttori svizzeri: anche in questo caso sono possibili triangolazioni tra Francia, Svizzera e Italia, in modo tale da consentire ai produttori francesi di esportare energia verso l'Italia sfruttando tutta la capacità di trasmissione disponibile, eventualmente attraverso un Paese terzo. La piccola differenza tra il totale dei flussi commerciali e il totale dei flussi fisici deriva dal fatto che in questi ultimi sono ricompresi anche i flussi per compensazioni e soccorsi tra i gestori delle reti nazionali confinanti.

³ La richiesta sulla rete corrisponde alla somma dei consumi finali di energia elettrica e delle perdite di rete.

FIGURA 3.7

Saldi netti annui tra importazioni ed esportazioni di energia elettrica in Italia. (Fonte: elaborazioni RSE su dati TERNA)



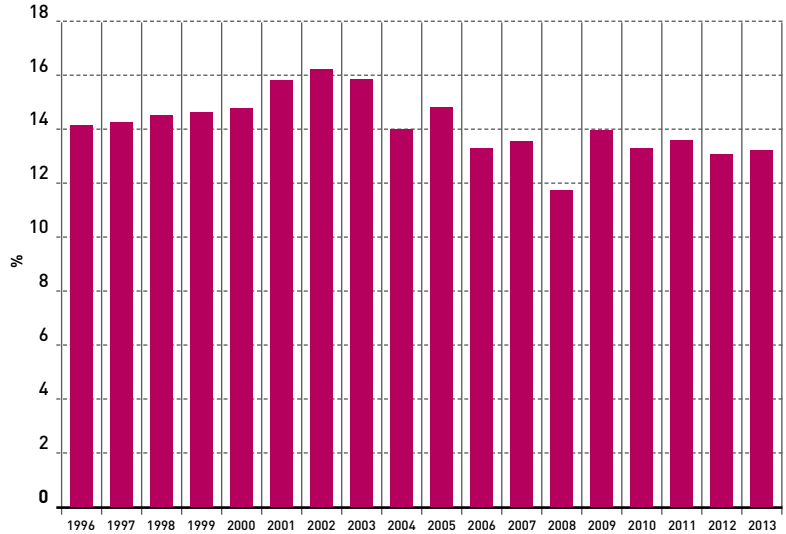
Quanto all'andamento cronologico nell'arco dell'anno degli scambi netti con l'estero, in Figura 3.9 (a pagina 92) è mostrato quello relativo all'anno 2013 a titolo di esempio (le linee rossa e blu rappresentano i valori massimi diurni e notturni di capacità di trasporto disponibile - NTC)⁴. Si nota come spesso gli scambi siano significati-

4 In accordo con la definizione ENTSO-E, la Net Transfer Capacity (NTC) rappresenta la quantità massima di potenza di scambio programmabile tra due aree, compatibilmente con i requisiti di sicurezza applicabili nelle aree coinvolte e tenendo in debito conto le incertezze tecniche legate alle future condizioni operative della rete. La NTC può essere calcolata attraverso la relazione: $NTC = TTC - TRM$. Il TTC rappresenta il massimo transito di potenza tra due aree di rete che è compatibile con gli standard di sicurezza di esercizio in ogni sistema (definiti nei codici di rete) nell'ipotesi che gli assetti di rete, della generazione rinnovabile e del carico siano perfettamente noti. TRM è l'acronimo di Transmission Reliability Margin, ossia un margine di sicurezza che il TSO deve adottare per tenere conto delle incertezze sul calcolo della TTC, a loro volta dovute alle fluttuazioni del bilancio generazione-carico (anche a causa dell'aleatorietà delle fonti rinnovabili non programmabili e all'imprecisione nella previsione della domanda), a scambi di potenza per soccorso fra aree in situazioni di emergenza, a imprecisioni sui dati. L'entità del TRM è valutata dal TSO con metodi statistici o attraverso l'esperienza pregressa.

La generazione elettrica in Italia

FIGURA 3.8

Rapporto percentuale tra saldi netti annuali di import/export di energia elettrica e richiesta sulla rete in Italia. (Fonte: elaborazioni RSE su dati TERNA)



vamente inferiori alla capacità di trasporto; in alcuni casi il saldo si è addirittura invertito, trasformandosi in un flusso netto di esportazione. Come si può notare dalla figura, ciò si è verificato ad esempio in primavera, periodo caratterizzato da elevata produzione da fonti rinnovabili e domanda relativamente bassa.

TABELLA 3.3

Ripartizione tra flussi fisici e flussi commerciali dei saldi netti di import/export di energia elettrica in Italia nel 2013.

(Fonte: ENTSO-E e GME)

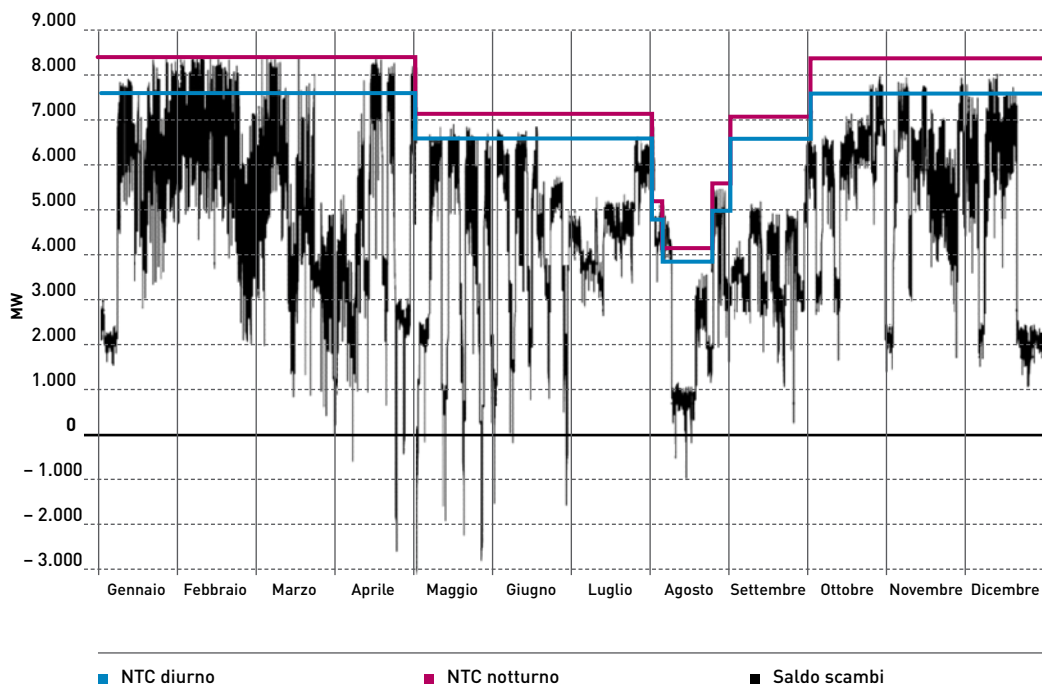
	Flussi fisici [TWh]	Flussi fisici [%]	Flussi commerciali [TWh]	Flussi commerciali [%]
Francia	11,8	27,9	14,8	34,7
Svizzera	22,3	52,6	20,3	47,7
Austria	1,5	3,5	2,0	4,6
Slovenia	5,2	12,3	3,7	8,7
Grecia	1,5	3,6	1,8	4,2
TOTALE	42,3		42,6	

Traguardando il futuro, l'obiettivo europeo dell'implementazione di un unico e integrato *Internal Electricity Market* prevede come tappa fondamentale il *coupling* delle diverse Borse elettriche dei Paesi dell'Unione da realizzarsi entro il 2014. Oltre a costituire un mercato più ampio e più competitivo, l'accoppiamento tra le Borse consentirà una gestione maggiormente ottimizzata degli scambi di energia. Infatti, in assenza di *coupling*, la capacità di trasporto transfrontaliera viene allocata in aste apposite e, successivamente, nelle aste delle Borse elettriche viene definita la quantità di energia da importare/esportare utilizzando la capacità di trasporto ottenuta e i relativi prezzi.

Tale meccanismo può dare origine ad un uso non ottimale della capacità di trasporto, non saturando tutto l'ammontare disponibile, o

FIGURA 3.9

Curva cronologica degli scambi di energia elettrica con l'estero nel corso del 2013. (Fonte: TERNA)



NTC: capacità netta trasmissibile con l'estero (Net Transfer Capacity)

La generazione elettrica in Italia

addirittura può causare fenomeni cosiddetti di *adverse flows*, nei quali l'energia fluisce da una zona a prezzo più alto ad una zona a prezzo più basso. L'implementazione del *market coupling* garantisce invece che tutta la capacità di trasporto disponibile sia utilizzata al meglio, evitando i già citati fenomeni di *adverse flows* e determinando una maggiore convergenza dei prezzi dell'energia tra i vari Paesi.

L'implementazione del *coupling* dei mercati elettrici può consentire all'Italia di accedere a maggiori quantitativi di energia a basso costo, ma può anche permettere al sistema di generazione nazionale di sfruttare al meglio, esportando, le situazioni di carenza di offerta nei mercati Centro-europei, che pure si verificano.

L'integrazione dei mercati dell'energia europei mediante *coupling* è tuttavia solo un passo intermedio verso l'obiettivo della creazione di un unico *Internal Electricity Market*. Infatti, il crescente sviluppo in tutto il Continente delle fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico ed eolico in primis) introduce nella gestione del sistema elettrico livelli di aleatorietà sempre maggiori, che richiedono la disponibilità di adeguate risorse per bilanciare in ogni istante produzione e consumo di energia. Tale problematica è finora stata affrontata solo a livello nazionale, con mercati di bilanciamento locali, in cui i singoli gestori delle reti di trasmissione si approvvigionano delle risorse necessarie. È invece auspicabile che, oltre ai mercati dell'energia, anche i mercati di bilanciamento dei vari Paesi europei possano "accoppiarsi" per la creazione di un unico e più efficiente mercato di bilanciamento continentale.

Tale prospettiva, peraltro, posto che vi sia una sufficiente capacità di trasporto disponibile, sarebbe particolarmente favorevole per il sistema di generazione termoelettrico italiano, che come noto è costituito per la maggior parte da cicli combinati a gas naturale, tecnologia molto più flessibile degli impianti nucleari e a carbone/lignite che dominano il mix termoelettrico europeo.

La flessibilità operativa è infatti la caratteristica principale per operare in maniera competitiva ed efficace sui mercati di bilanciamento, con ridotti tempi di accensione e di permanenza in servizio e veloci rampe di variazione della potenza generata.

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

Il prezzo dell'energia elettrica prelevata da un utente è differenziato in ragione del livello di tensione del punto di allacciamento alla rete (bassa tensione BT, media tensione MT e alta/altissima tensione AT/AAT), del profilo orario di consumo e della potenza impegnata.

Più in generale, sulla base del profilo di consumo e della massima potenza prelevabile dalla rete gli utenti finali sono distinti in domestici e non-domestici. I primi rappresentano tutte le utenze residenziali dotate di un contatore con una potenza impegnata compresa fra 3 kW e 6 kW direttamente allacciato alla rete di distribuzione BT con livello di tensione nominale 400 V tra fase e fase e 220 V sulla singola fase. La potenza è sufficiente a soddisfare il fabbisogno energetico di una famiglia dotata dei più comuni elettrodomestici. Questa categoria include anche gli utenti riforniti da un punto di prelievo di tipo condominiale, la cui potenza impegnata può arrivare fino a 16 kW. I secondi sono relativi, invece, a prelievi superiori a 6 kW ricollegati ad attività commerciali e industriali con allacciamenti in bassa tensione, in media tensione (tipicamente con tensione nominale fase-fase 15 kV, 20 kV) o addirittura in alta/altissima tensione (tensione nominale fase-fase 132 kV, 150 kV, 220 kV).

Occorre precisare che la soglia dei 6 kW per identificare un utente domestico è puramente indicativa in quanto possono esistere attività commerciali anche per potenze minori. Sotto il profilo del regime tariffario, invece, gli utenti finali si distinguono in:

- clienti in regime di mercato libero che si riforniscono direttamente sul mercato libero senza intermediari;
- clienti in regime di mercato libero che si riforniscono sul mercato libero attraverso intermediari (venditori, grossisti);
- clienti in regime di maggiore tutela;
- clienti in regime del servizio di salvaguardia.

I clienti in regime di mercato libero rappresentano sia utenti industriali/commerciali sia domestici che hanno esercitato il diritto a scegliere un proprio fornitore sul mercato libero. In questo caso la tariffa elettrica applicata è definita sulla base di condizioni economiche determinate in regime concorrenziale fra gli operatori (venditori/compratori). La categoria di utenti che non si riforniscono sul mercato libero usufruiscono invece di un servizio di erogazione dell'energia elettrica garantito ai sensi del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73.

In particolare, alla categoria *clienti in regime di maggiore tutela* appartengono sia le utenze domestiche sia quelle industriali/commerciali alimentate in bassa tensione BT con non più di 50 dipendenti e

non più di 10 milioni di euro di fatturato annuo che sono sprovviste di un fornitore sul mercato libero. Gli utenti in *regime del servizio di salvaguardia* rappresentano invece tutte le attività industriali/commerciali che non abbiano esercitato il diritto di scegliere il proprio fornitore sul mercato libero e siano intestatarie di almeno un sito in media tensione MT oppure in alta tensione AT sul territorio nazionale, nonché quelle connesse solo in bassa tensione BT ma con numero di dipendenti maggiore di 50 e un fatturato annuo superiore a 10 milioni di euro. Il servizio di erogazione è svolto da una figura di esercente, rispettivamente di maggior tutela e di salvaguardia, che acquista l'energia dall'Acquirente Unico (AU, società del Gruppo GSE) che a sua volta svolge le funzioni di utente di dispacciamento in fase di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso. Rispetto ai clienti liberi, la tariffa elettrica applicata ai clienti in regime di maggior tutela e di salvaguardia obbedisce a condizioni economiche regolamentate direttamente dall'AEEGSI¹.

Nonostante ci sia una diversificazione degli utenti finali per tipologia di consumo e di trattamento tariffario, tutti sono accomunati dalla stessa struttura di costo finale (o prezzo) del kWh consumato, che include le seguenti componenti:

- costo di approvvigionamento dell'energia;
- costo per il servizio di dispacciamento;
- costo dei servizi di trasmissione e distribuzione e di misura;
- oneri generali di sistema;
- costo associato al regime fiscale (imposte).

La prima voce è relativa al costo di approvvigionamento del prodotto "energia elettrica" e include, oltre al costo della commodity, anche i costi di commercializzazione e vendita sostenuti dal fornitore di energia. La voce di costo relativa al servizio di dispacciamento è a copertura delle risorse acquisite dal gestore di rete per garantire la gestione in sicurezza del sistema elettrico. La terza voce include i costi connessi alle infrastrutture (rete di trasmissione, distribuzione e misura) necessarie per portare l'energia elettrica dalle centrali di produzione ai consumatori e misurarne le quantità fornite. La quarta voce include gli oneri di interesse generale per il sistema Paese, introdotti da norme di legge, fra le quali la più importante riguarda

¹ Cfr. *Testo Integrato Vendita (TIV) della Deliberazione n. 156/07 del 27 giugno 2007 e successive modifiche/integrazioni.*

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

gli incentivi erogati per sostenere lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Infine la componente fiscale è relativa alle aliquote di IVA, imposte erariali o accise.

Ad esclusione degli oneri fiscali, fissati per legge, e del costo di approvvigionamento dell'energia, che segue le dinamiche delle offerte di acquisto/vendita nei mercati energetici nazionali e internazionali, le componenti di costo sopra identificate sono disciplinate dall'AEEGSI a garanzia dell'erogazione di un servizio pubblico con regole di accesso non discriminatorie di libero mercato, secondo i principi generali del Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 di liberalizzazione del settore elettrico, nel pieno rispetto degli standard di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico e di continuità e qualità del servizio stesso.

Di seguito è riportata un'analisi dettagliata delle precedenti voci di costo, che costituiscono la bolletta elettrica nazionale.

4.1

IL COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO DELL'ENERGIA

A partire dalla liberalizzazione del settore elettrico, avviata in Italia nel 1999, l'approvvigionamento all'ingrosso dell'energia elettrica avviene attraverso meccanismi di mercato, in cui il prezzo è determinato sulla base della domanda e dell'offerta. Tipicamente i soggetti coinvolti nel meccanismo di mercato sono i produttori di energia, gli importatori, i grossisti (o trader) e gli utenti finali. Dal punto di vista di questi ultimi, le modalità di approvvigionamento e il prezzo pagato per le componenti energia, commercializzazione e vendita dipendono dalla classificazione dei clienti stessi. A partire dal 1° luglio 2004, data in cui è istituita la Borsa elettrica, tutti gli utenti non domestici con consumi superiori a 0,1 GWh/anno e i possessori di partita IVA sono stati considerati clienti idonei e quindi aventi la facoltà di approvvigionarsi direttamente al mercato libero, stipulando contratti di fornitura con produttori o grossisti. Restavano invece esclusi tutti i clienti domestici, i quali erano vincolati a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con i distributori che esercitano il servizio nell'area territoriale. Il soggetto incaricato di acquistare l'energia dal mercato era l'Acquirente Unico (AU), mentre il prezzo di vendita era regolato dall'Autorità.

La completa apertura al mercato libero avviene nel 2007, quando anche gli utenti domestici diventano idonei e liberi di scegliere il proprio fornitore. A partire da questa data, gli utenti domestici e le

imprese con meno di 50 dipendenti e fino a 10 M€ di fatturato che non optano per il mercato libero possono comunque avvalersi del servizio di maggior tutela, un mercato tuttora regolato dall'AEEGSI dove l'approvvigionamento è garantito dall'AU, mediante criteri di economicità e trasparenza. Esiste infine il mercato di salvaguardia, regolato anch'esso dall'AEEGSI e destinato alle utenze che non possono fruire della maggior tutela ma risultano senza venditore nel mercato libero.

La Tabella 4.1 mostra come al 2013 circa il 72% dei punti di prelievo si affidi al mercato di maggior tutela, con una quota preponderante delle utenze domestiche, mentre i rimanenti hanno optato per il mercato libero. Dal punto di vista dei volumi di energia consumata invece, il mercato di maggior tutela rappresenta solo il 25% del totale, mentre la parte preponderante (75%) dei consumi afferisce al mercato libero (vedi Tabella 4.2).

TABELLA 4.1

Evoluzione delle utenze per categoria e tipo di mercato (punti di prelievo in migliaia). (Fonte: AEEGSI)

Punti di prelievo [migliaia]	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Mercato di maggior tutela	32.445	31.637	30.584	28.791	27.821	26.608
<i>domestico</i>	27.017	26.453	25.424	24.016	23.173	22.204
<i>non domestico</i>	5.429	5.184	5.160	4.775	4.648	4.404
Mercato di salvaguardia	192	130	111	107	113	93
Mercato libero	2.945	4.266	5.914	7.680	8.691	10.224
<i>domestico</i>	871	1.828	3.236	4.813	5.798	7.100
<i>non domestico</i>	2.074	2.439	2.679	2.867	2.894	3.124

TABELLA 4.2

Evoluzione dei consumi per categoria e tipo di mercato. (Fonte: AEEGSI)

Volumi energia [GWh]	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Mercato di maggior tutela	89.288	84.065	79.328	73.503	69.850	63.832
<i>domestico</i>	59.584	57.302	54.182	49.425	46.664	42.657
<i>non domestico</i>	29.705	26.764	25.146	24.078	23.186	21.176
Mercato di salvaguardia	12.820	7.225	6.306	5.776	5.161	4.407
Mercato libero	181.370	179.942	180.130	196.303	188.941	189.225
<i>domestico</i>	2.443	5.089	8.865	12.565	14.596	16.872
<i>non domestico</i>	178.927	174.853	171.265	183.783	174.345	172.354

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

Come già evidenziato, i venditori che riforniscono gli utenti finali, indipendentemente dalla categoria a cui tali utenti appartengono, si approvvigionano dei volumi di energia necessari attraverso il mercato elettrico.

In Italia la maggior parte delle transazioni commerciali per lo scambio di energia avviene attraverso un meccanismo di aste giornaliere (Mercato del Giorno Prima, MGP) dove si commercializzano le quantità di energia per il giorno successivo. Tale meccanismo di asta è stato avviato ufficialmente nell'aprile del 2004. Da questo sistema di contrattazione emerge un singolo prezzo dell'energia (Prezzo Unico Nazionale, PUN) uguale per tutti gli acquirenti e definito per ogni ora del giorno.

La partecipazione a tale mercato è facoltativa e gli operatori hanno la possibilità di concludere tra di loro *contratti bilaterali*, detti anche *Over The Counter*, senza passare per i meccanismi di asta, ma concordando un prezzo per l'energia scambiata.

A partire dal 2008 è attivo anche un mercato parallelo di prodotti standard a termine (MTE) in cui vengono negoziati contratti con consegna a tre, sei o dodici mesi con prezzi e quantità predeterminati. Ricorrendo al meccanismo dei contratti bilaterali o dei contratti a termine è possibile fissare in anticipo e per un determinato periodo di tempo il prezzo dell'energia acquistata o venduta, arginando così la volatilità del prezzo che emerge nel mercato del giorno prima, in linea di principio non noto fino alla chiusura giornaliera delle contrattazioni.

I meccanismi di mercato finora descritti si riferiscono in ogni caso a contrattazioni con obbligo di consegna, dando quindi una connotazione fisica al mercato.

Tuttavia, come tutte le commodity scambiate in un libero mercato, anche l'energia elettrica ha visto crescere le attività finanziarie legate alla sua commercializzazione, come il mercato degli strumenti derivati. Tali prodotti derivati vengono tipicamente utilizzati per gestire la volatilità dei prezzi dell'energia, scaricando il rischio a terzi. Questi contratti non hanno l'obbligo di consegna e quindi il mercato degli strumenti derivati non è considerato un mercato fisico.

Risulta evidente che i soggetti impegnati nella vendita ai clienti finali non hanno un modo univoco di approvvigionamento dell'energia, ma anzi tendono a costruire portafogli diversificati per ottimizzare i costi e massimizzare i profitti. Il prezzo della componente energia applicato ai clienti che ne consegue deriva quindi da un mix diversificato di acquisti; di conseguenza, quantificare i costi sostenuti per il servizio di acquisto e commercializzazione dell'energia non risulta semplice. In generale il fornitore recupera tali costi applicando agli utenti due voci di costo.

Componente energia. Corrisponde al costo per l'acquisto dell'energia elettrica sul mercato, comprensivo delle perdite sulle reti di trasmissione e di distribuzione. Per il servizio di maggior tutela tale componente è regolata dall'AEEGSI sulla base dell'attività dell'AU. Per tutti gli altri utenti dipende dalle condizioni stipulate dai fornitori con i clienti. Le perdite di rete, che inevitabilmente si verificano per la trasmissione fisica dell'energia, sono conteggiate mediante opportune percentuali definite dall'AEEGSI e incluse nelle partite economiche del mercato elettrico a spese di chi consuma l'energia.

Componente di commercializzazione e vendita. Si riferisce alle spese che le società di vendita sostengono per rifornire i loro clienti. Per i clienti serviti in maggior tutela questa voce è fissata dall'AEEGSI sulla base dei costi sostenuti mediamente da un operatore del mercato libero. Per tutti gli altri utenti dipende invece dalle condizioni contrattuali.

Di seguito si riporta una stima della quantificazione dei costi per energia e commercializzazione, suddivisa per categoria di mercato: libero e tutelato.

4.1.1

Servizio di maggior tutela

Il soggetto incaricato di approvvigionare l'energia dal mercato per alimentare le utenze nel mercato tutelato è l'AU. Esso opera con criteri di economicità e trasparenza come grossista per un settore di mercato regolamentato dall'AEEGSI e pertanto i risultati delle sue attività sono pubblici. Come riportato nelle sue relazioni di bilancio annuali, l'AU opera sui settori di mercato disponibili con l'obiettivo di diversificare le modalità di approvvigionamento per contenere il rischio. A titolo di esempio, la Figura 4.1 mostra la composizione del portafoglio definito nel 2013 da AU per approvvigionare sul mercato 70.903 GWh di energia.

La Tabella 4.3 mostra l'evoluzione dei costi sostenuti da AU per l'approvvigionamento dell'energia dal 2009 al 2013. Si noti come la componente energia per il mercato tutelato si attesti intorno ai 5 miliardi di euro nel 2013, in netta diminuzione rispetto agli anni precedenti. La tabella riporta anche il costo medio unitario di acquisto confrontato con la media, ponderata per le quantità, del prezzo unico nazionale del mercato elettrico.

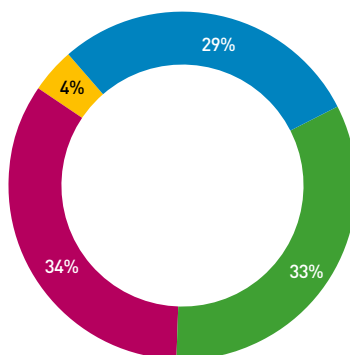
Il costo medio risulta leggermente più elevato rispetto al prezzo di Borsa, con gli scarti maggiori negli anni 2009, 2010 e 2013; il differenziale può essere visto come il costo che si paga per cercare di

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

FIGURA 4.1

Approvvigionamento di energia per il servizio di maggior tutela nel 2013. (Fonte: AU)

- MTE
- Bilaterali fisici nazionali
- MGP senza copertura rischio prezzo
- Acquisti MGP con copertura rischio prezzo



tenere il prezzo di acquisto al riparo dalle volatilità di Borsa (si paga un prezzo un po' più alto, ma certo).

L'alto differenziale registrato nel 2009 è sintomo della crisi economica che ha investito il Paese a seguito della quale il PUN, dopo i primi mesi dell'anno con valori intorno agli 80 €/MWh, è crollato fino a valori prossimi ai 60 €/MWh.

Sulla base del costo totale sostenuto da AU per l'acquisto dell'energia, sono definite dall'AEEGSI le tariffe regolate per la componente energia da applicare agli utenti finali. Queste tariffe subiscono un aggiornamento con cadenza trimestrale.

Per quanto riguarda la componente di commercializzazione e vendita, anch'essa è regolata dall'AEEGSI mediante un corrispettivo applicato ai clienti finali. Attraverso questo corrispettivo vengono remunerate le società di distribuzione esercenti la maggior tutela; il ricavo imposto ad essi è calcolato sulla base dei costi medi sostenuti da un operatore del libero mercato. Il corrispettivo è definito in cen-

TABELLA 4.3

Evoluzione del costo della componente energia per il servizio di maggior tutela. (Elaborazione RSE su dati AU e GME)

	2009	2010	2011	2012	2013
Costo energia maggior tutela [M€]	7.669	6.462	6.305	6.261	5.148
Costo medio [€/MWh]	80,85	71,55	74,42	79,86	72,61
PUN [media pesata annua] [€/MWh]	67,40	66,71	74,45	78,24	65,07

TABELLA 4.4

**Evoluzione dei costi di commercializzazione e vendita
per il servizio di maggior tutela.** (Stime RSE su dati AEEGSI)

	2009	2010	2011	2012	2013
Costo commercializzazione e vendita – domestico [M€]	794	763	720	695	666
Costo commercializzazione e vendita – non domestico [M€]	256	255	236	230	305
Costo commercializzazione e vendita – illuminazione [M€]	1	1	1	1	1
Costo commercializzazione e vendita – complessivo [M€]	1.050	1.018	957	926	972

tesimi di euro per punto di prelievo per tutte le utenze in bassa tensione (differenziato per domestici e altre utenze), mentre per i punti di prelievo in bassa tensione per illuminazione pubblica è definito in centesimi di euro per kWh.

Una stima dei costi totali sostenuti dai clienti in servizio di maggior tutela è fornita in Tabella 4.4.

Come stabilito dal Testo Integrato della Vendita dell'energia elettrica (TIV) e dai successivi aggiornamenti, per gli anni 2009–2013, per gli utenti domestici in BT il corrispettivo è pari a 30 €/anno per punto di prelievo, mentre per le altre utenze in BT ad eccezione dell'illuminazione pubblica il corrispettivo è di 49,7 €/anno per punto di prelievo; quest'ultimo diventa 69,62 €/anno nel 2013. Per l'illuminazione pubblica invece le tariffe sono 0,133 c€/kWh fino al 2012 e 0,186 c€/kWh per il 2013.

Si nota come negli anni tale costo sia pressoché costante intorno al miliardo di euro. Si precisa che la parte di questo costo che eccede la copertura della remunerazione consentita alle imprese venditrici per commercializzazione e vendita definita dall'AEEGSI viene restituita ai clienti finali nell'ambito di una perequazione, per cui il costo complessivo rappresenta una stima per eccesso (ad esempio, ogni punto di prelievo domestico pagherà un po' meno di 30 €/MWh).

Infine si riporta in Tabella 4.5, una stima dei costi in bolletta per l'utente domestico tipo² dovuti alla componente energia e alla componente di commercializzazione e vendita. Tali dati sono ottenuti da elaborazioni degli aggiornamenti trimestrali delle tariffe pubblicate dall'AEEGSI. Come già anticipato, si nota come la componente per i

² Utente domestico preso a riferimento dall'Autorità: fornitura in servizio di maggior tutela con tariffa mono oraria per l'abitazione di residenza, con 3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh di consumo l'anno.

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

TABELLA 4.5

Spesa annua per la componente energia e commercializzazione e vendita per utente domestico tipo (euro/anno).

(Elaborazione RSE su dati AEEGSI)

	2009	2010	2011	2012	2013
Componente energia	230	214	220	241	216
Componente commercializzazione e vendita	18	18	19	21	21

servizi di commercializzazione e vendita risulta più bassa rispetto ai 30 euro/anno fissati per effetto della perequazione delle eccedenze, portando la spesa per commercializzazione e vendita per l'utente domestico tipo a 21 euro nel 2013.

Considerando il consumo annuo di 2.700 kWh, i valori di Tabella 4.5 corrispondono ad un costo unitario di 8 c€/kWh e 0,78 c€/kWh rispettivamente.

4.1.2

Mercato libero

Come si è visto, i volumi acquistati in servizio di maggior tutela rappresentano circa un quarto del totale, mentre i rimanenti vengono approvvigionati sul mercato libero (fatta eccezione per una piccola quota che fa riferimento al mercato di salvaguardia). Tuttavia, mentre per un servizio regolato qual è la maggior tutela le tariffe per i servizi di vendita sono fissate e uniche per tutti gli utenti appartenenti alla stessa tipologia, sul mercato libero questo non avviene, poiché le condizioni di vendita sono pattuite tra i clienti e i venditori attraverso contratti liberi e non regolati. Volendo stimare un costo approssimativo per la componente energia pagato dai clienti afferenti al mercato libero, è possibile ipotizzare che tutti gli acquisti passino dalla Borsa elettrica; sotto questa ipotesi il volume approvvigionato dal mercato libero sarà la differenza degli acquisti totali sulla Borsa (al netto dei consumi per i pompaggi idroelettrici) meno le quantità approvvigionate da AU per la maggior tutela, monetizzato con la media pesata annua del PUN risultante dal mercato del giorno prima.

Come visto in precedenza, un operatore grossista ha diverse opzioni per acquistare l'energia al mercato elettrico e la tendenza è quella di costruire portafogli di approvvigionamento che mettano al sicuro dalle fluttuazioni del prezzo di Borsa. Come per il caso dell'AU, il prezzo medio di cessione risultante dai portafogli di

TABELLA 4.6**Stima del costo della componente energia per il mercato libero.**

(Elaborazioni RSE su dati AU e GME)

	2009	2010	2011	2012	2013
Volumi mercato libero [GWh]	208.418	219.966	220.723	214.318	212.037
PUN (media pesata) [€/MWh]	67,40	66,71	74,45	78,24	65,07
Costo energia mercato libero [M€]	14.046	14.674	16.432	16.769	13.797

acquisto è leggermente più elevato rispetto al prezzo di Borsa, ma comunque in linea con esso, pertanto si può considerare attendibile la quantificazione attraverso il PUN dei costi totali per l'energia nel mercato libero, assumendo che ne costituisca una stima per difetto.

Come mostra la Tabella 4.6, il valore totale della componente energia per il mercato libero è attorno ai 13 miliardi di euro nel 2013, anch'esso in diminuzione rispetto agli anni precedenti.

Per quanto riguarda la componente di commercializzazione e di vendita risulta molto più difficile quantificare un valore, dal momento che non esiste una tariffa regolata, ma la stessa dipende esclusivamente dalle condizioni contrattuali pattuite tra venditori e consumatori.

Una possibile approssimazione è quella di applicare la componente di commercializzazione e vendita del servizio di maggior tutela ai punti di prelievo del mercato libero, essendo comunque tale componente calcolata sulla base dei costi medi sostenuti dalle imprese nel libero mercato. Così facendo si ottengono i valori di Tabella 4.7; come si vede, l'ammontare di questi costi è comunque marginale rispetto alla componente energia.

In conclusione, la Figura 4.2 fornisce un quadro generale dei costi sostenuti dal sistema per l'acquisto dell'energia, la commercializzazione e la vendita, sommando i contributi dal mercato libero a quello

TABELLA 4.7**Stima dei costi di commercializzazione e vendita per il mercato libero.**

(Elaborazione RSE su dati AEEGSI)

	2009	2010	2011	2012	2013
Costo commercializzazione e vendita – domestico [M€]	55	97	144	174	213
Costo commercializzazione e vendita – non domestico [M€]	112	123	132	134	202
Costo commercializzazione e vendita illuminazione [M€]	6	7	7	7	10
Costo commercializzazione e vendita – complessivo [M€]	173	227	284	315	425

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

FIGURA 4.2

Costi totali per energia, commercializzazione e vendita del sistema.

(Elaborazione RSE su dati AU, GME, AEEGSI)

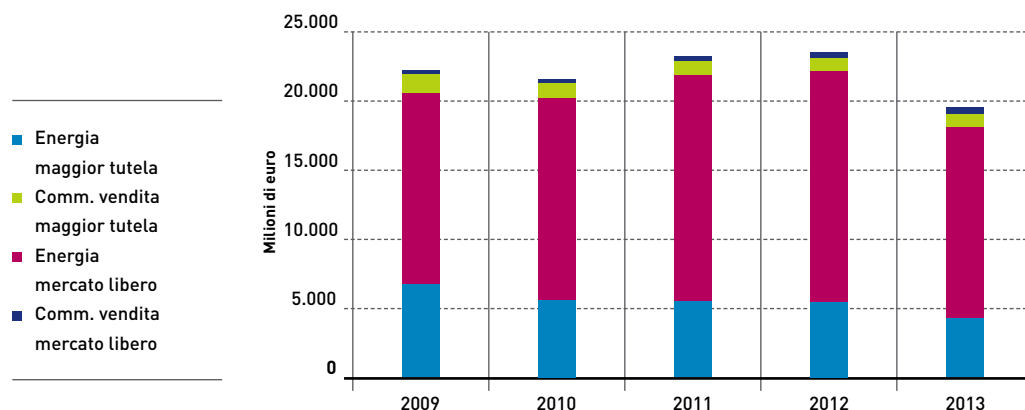


TABELLA 4.8

Dettaglio dei costi totali per energia, commercializzazione e vendita per l'anno 2013 (milioni di euro).

	Componente energia	Componente commercializzazione e vendita	Totale
Maggior tutela	5.148	972	6.120
Mercato libero	13.797	425	14.222
Totale mercato Italia	18.945	1.397	20.342

di maggior tutela. Come mostra la Tabella 4.8, tale costo nel 2013 ha raggiunto il valore di 20 miliardi di euro, in diminuzione rispetto al 2012, dove il costo totale si è attestato attorno ai 24 miliardi di euro.

4.1.3

Confronto dei prezzi al dettaglio tra mercato libero e servizio di maggior tutela

Sulla base delle rilevazioni effettuate dall'AEEGSI, è possibile stabilire un confronto fra il mercato libero e il servizio di maggior tutela, relativo ai prezzi pagati dagli utenti finali per la componente approvvigionamento, comprensiva di energia, dispacciamento, perdite di re-

TABELLA 4.8BIS

Prezzi medi finali (componente approvvigionamento) nel 2013
in €/MWh. (Fonte: AEEGSI)

Anno	Tipologia di cliente	Mercato libero	Mercato di maggior tutela	Δ[%]
2013	Domestico	121,03	103,74	-16,7%
	Non domestico	106,99	109,1	1,9%
	Totale clienti	110,47	105,52	-4,7%
2012	Domestico	114,97	108,41	-6,1%
	Non domestico	112,5	106,98	-5,2%
	Totale clienti	113,06	107,93	-4,8%
2011	Domestico	116,67	96,25	-21,2%
	Non domestico	90,97	98,69	7,8%
	Totale clienti	92,69	97,05	4,5%

te, sbilanciamento e costi di commercializzazione della vendita. Tale confronto è stato svolto distinguendo fra clienti domestici e altri clienti.

Si notano, in particolare negli ultimi due anni, prezzi significativamente più bassi per il mercato di maggior tutela, soprattutto per i clienti domestici.

4.2

IL COSTO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO

L'energia elettrica prelevata dagli utenti finali necessita di essere generata, trasportata e infine distribuita fino al punto di consegna. La produzione è affidata agli operatori di mercato responsabili di unità di generazione (produttori); la trasmissione e la distribuzione sono di competenza rispettivamente del gestore della rete di trasmissione nazionale³ e dei distributori locali. In aggiunta, TERNA – che sovrintende al controllo dell'intera rete di trasmissione in alta e altissima tensione – deve assicurare che l'esecuzione fisica degli scambi di energia fra produttori e consumatori avvenga nel rispetto di un funzionamento sicuro e stabile del sistema elettrico (*in primis* garantendo l'equilibrio istantaneo di generazione e consumo).

Al tal fine, in fase di programmazione dell'esercizio (cioè il giorno pri-

³ Ovvero TERNA Spa.

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

TABELLA 4.9

Corrispettivi pagati dagli utenti a copertura dei costi per il servizio di dispacciamento.

Descrizione dei corrispettivi	Riferimento (N° articolo allegato A, delib. 111/06)
Approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento (<i>uplift</i>)	44
Copertura dei costi di modulazione della produzione eolica (mancata produzione eolica)	44bis
Copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema	45
Copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di TERNA	46
Copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva (<i>capacity payment</i>)	48
Copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico	73

ma), TERNA si approvvigiona, sul mercato dei servizi di dispacciamento, delle risorse da impiegarsi in tempo reale per garantire la sicurezza del sistema. Esse sono rese disponibili per lo più dagli impianti di produzione e sono utilizzate per servizi necessari per la risoluzione delle congestioni, la riserva di potenza generata e il mantenimento di un adeguato livello della tensione in ogni punto della rete. In caso di particolare criticità, il gestore di rete può intervenire anche inviando un ordine di distacco a unità di consumo dichiarate *interrompibili* oppure a unità di generazione da fonte rinnovabile⁴.

Le suddette attività in capo a TERNA si definiscono come servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale. L'erogazione di tale servizio comporta un costo di servizio di dispacciamento alla cui copertura contribuiscono tutti i clienti finali (consumatori) che prelevano energia dalla rete attraverso il pagamento di opportuni corrispettivi di costo per il servizio di dispacciamento applicati all'energia prelevata dalla rete.

⁴ Ciò avviene ad esempio per i generatori eolici quando il livello di produzione degli impianti ubicati in una certa area satura la capacità di trasporto delle linee in alta tensione (tipicamente con livelli di tensione nominale 132-150 kV) utilizzate per l'allacciamento alla rete di trasmissione in altissima tensione (220-380 kV).

Tali corrispettivi sono definiti dall'AEEGSI⁵ e fanno riferimento ai diversi servizi forniti dalle risorse coinvolte. I principali corrispettivi pagati dall'utente per i servizi di dispacciamento sono riportati in Tabella 4.9 (a pagina 107).

4.2.1

L'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento

Allo scopo di assicurare l'esecuzione fisica degli scambi energetici fra produttori e consumatori preservando la sicurezza del sistema, TERNA determina le necessarie risorse per la risoluzione delle congestioni, per un adeguato margine di riserva di potenza in MW (a scendere, a salire) e per un adeguato livello della tensione in ogni punto della rete. Le risorse sono acquistate nel mercato MSD⁶ dove TERNA svolge un'attività di compravendita presso gli operatori di mercato (principalmente produttori) che si rendono disponibili a fornire tale servizio di supporto alla sicurezza del sistema. L'attività di compravendita operata da TERNA genera un flusso economico di proventi e oneri, il cui saldo netto costituisce l'onere sostenuto da TERNA stessa per l'attività di approvvigionamento delle risorse tramite MSD. A questo onere occorre aggiungere poi altre voci di saldo netto derivante da attività ricollegate all'approvvigionamento, come è illustrato in dettaglio nella Tabella 4.10.

A copertura degli oneri di approvvigionamento delle risorse, TERNA calcola un corrispettivo unitario (*uplift*) da applicare sulla tariffa elettrica dei clienti finali. L'*uplift*, espresso in centesimi di euro per ogni kWh di energia prelevata, è calcolato su base trimestrale come rapporto fra il saldo ottenuto dai proventi e oneri relativi alle voci di costo dettagliate nella Tabella 4.10 e la migliore stima dell'energia elettrica prelevata dalle unità di consumo.

La componente di costo, indicata con "lettera b" nella Tabella 4.10, relativa all'approvvigionamento delle risorse tramite il mercato MSD, fa riferimento all'attività specifica di compravendita che TERNA svolge in fase di programmazione (MSD ex-ante) e di bilanciamento in tempo reale (MSD ex-post nel Mercato di Bilanciamento MB).

In MSD ex-ante TERNA accetta offerte di acquisto e vendita di

⁵ L'insieme dei corrispettivi previsti per il servizio di dispacciamento è regolamentato dalla Deliberazione n. 111/06 del 9 giugno 2006 (Allegato A) e sue successive modifiche/integrazioni.

⁶ Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

energia ai fini della risoluzione delle congestioni residue e della costituzione dei margini di riserva; in MB TERNA accetta offerte di acquisto e vendita di energia al fine svolgere il servizio di regolazione secondaria e mantenere il bilanciamento, nel tempo reale, tra immissione e prelievi di energia sulla rete.

In Figura 4.3 è mostrata l'evoluzione negli ultimi cinque anni (2009-2013) dell'*uplift* calcolato da TERNA, al lordo dell'aliquota di

TABELLA 4.10

Componenti di costo che concorrono alla determinazione dell'*uplift*, come previsto nell'Articolo 44 della Deliberazione n. 111/06 (Allegato A).

Descrizione	Riferimento (Allegato A, Art. 44, Comma 44.1)
Saldo fra proventi e oneri maturati per effetto dell'applicazione del corrispettivo di sbilanciamento effettivo	(lettera a)
Saldo fra proventi e oneri maturati per effetto dell'applicazione del corrispettivo di non arbitraggio	
Saldo fra proventi e oneri maturati per effetto dell'applicazione del corrispettivo di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento di TERNA	
Saldo fra proventi e oneri maturati da TERNA per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento secondo le procedure previste per il tramite del mercato MSD	(lettera b)
Saldo fra proventi e oneri maturati da TERNA per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento secondo le procedure al di fuori del mercato	
Saldo fra proventi e oneri maturati da TERNA per il servizio di aggregazione delle misure	(lettera c)
Saldo risultante dall'erogazione da parte di TERNA di premi e penalità	
Proventi maturati da TERNA per effetto dell'applicazione dell' <i>uplift</i> nel trimestre precedente	(lettera d)
Saldo netto derivante da Corrispettivi di assegnazione della Capacità di Trasporto (CCT) e Coperture da rischio di volatilità del Corrispettivo di assegnazione della Capacità di trasporto (CCC) in capo a TERNA	(lettera e)
Saldo fra proventi e oneri maturati da TERNA per effetto della liquidazione delle partite economiche di conguaglio per l'illuminazione pubblica	(lettera f)
Saldo fra proventi e oneri maturati da TERNA per effetto della liquidazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche di <i>settlement</i>	(lettera g)
Saldo fra proventi e oneri maturati da TERNA per effetto della liquidazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche tardive	(lettera h)
Saldo fra proventi e oneri maturati da TERNA per lo svolgimento delle procedure di assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero	(lettera i)
Saldo fra proventi e oneri maturati da TERNA per garantire il servizio di interconnessione virtuale (<i>Interconnector, Shipper</i>)	(lettera l)

ITC⁷. L'andamento dei valori trimestrali evidenzia un incremento costante dell'*uplift* medio annuo portandosi così nel 2013 a 0,707 centesimi di euro per ogni kWh prelevato, un valore più che doppio rispetto al 2009 (0,306 c€/kWh). Confrontando invece ciascun trimestre nei cinque anni risulta che nei due trimestri centrali dell'anno, ossia in un intervallo compreso fra aprile e settembre, i valori sono più elevati. Questo andamento è ragionevolmente riconducibile all'effetto della produzione da fonte rinnovabile non programmabile di tipo solare fotovoltaico, la cui incertezza di previsione e di variabilità aumenta il fabbisogno di risorse di dispacciamento da parte di TERNA.

Tale effetto risulta peraltro amplificato negli ultimi due anni (2012-2013), che hanno visto una crescita straordinaria di installato fotovoltaico (al 31 dicembre 2013 risultano allacciati alla rete circa 17,5 GW di fotovoltaico)⁸. Se si considera l'anno di riferimento 2009, in cui l'installato fotovoltaico è di poco al di sopra dei 1.000 MW, sulla base delle osservazioni dell'andamento dei valori trimestrali dell'*uplift* si può ragionevolmente asserire che circa la metà del valore registrato mediamente negli ultimi due anni (2012-2013) sia riconducibile al FV. Per avere un'idea del peso economico dell'*uplift*, come verrà discusso più dettagliatamente nei successivi paragrafi, basti pensare che con un consumo di circa 300.000 GWh/anno (stima ottenuta dai dati mensili di TERNA per l'anno 2013) l'applicazione di un *uplift* medio di 0,7 c€/kWh genera un montante di circa 2.100 milioni di euro.

4.2.2

La copertura dei costi di modulazione della produzione eolica

Nei periodi di elevata disponibilità della fonte eolica può capitare che la produzione eolica di un parco non sia totalmente evacuabile a causa della limitata capacità di trasporto della rete di sub-trasmissione

⁷ Occorre precisare che l'*uplift* calcolato con le voci di costo dettagliate nella Tabella 4.10 va incrementato di una aliquota di ITC (InterTSO Compensation mechanism) "a copertura degli oneri derivanti a TERNA dall'adesione ai meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere derivanti dagli scambi transfrontalieri di energia elettrica" (Articolo 70 dell'Allegato A della Deliberazione n. 111/06). Per l'anno 2013 tale aliquota è fissata da AEEGSI al valore di 0,0098 centesimi di euro per ogni kWh di energia prelevata.

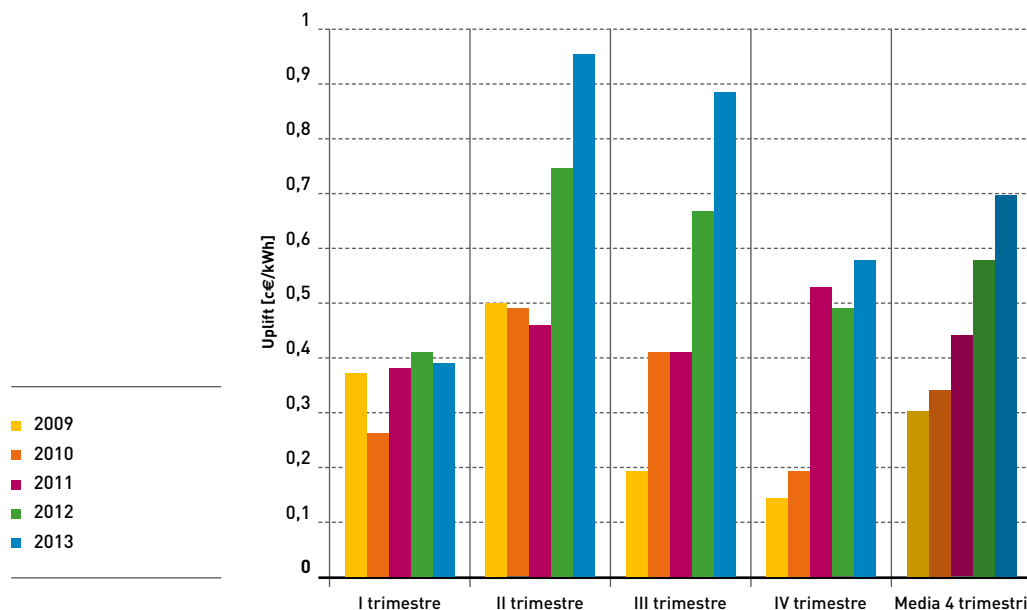
⁸ Dati aggiornati al 31 dicembre 2013 dell'atlante solare ATLASOLE del GSE.

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

FIGURA 4.3

Evoluzione dell'uplift nel periodo 2009-2013.

(Elaborazione RSE su dati Terna)



132-150 kV di collegamento dell'impianto eolico al sistema di trasmissione in altissima tensione. Allo scopo di evitare congestioni sulla rete, TERNA impartisce alle unità eoliche l'ordine di limitazione all'immissione di potenza. Contestualmente TERNA riconosce al produttore un corrispettivo a compensazione della mancata produzione e conseguente vendita di energia eolica. Per ciascuna ora di validità dell'ordine di dispacciamento, la mancata produzione di ogni unità eolica oggetto di ordine di dispacciamento è remunerata al prezzo di mercato MGP della zona di mercato di appartenenza dell'impianto, come prevede la Deliberazione n. 5/10 e successive modifiche/integrazioni.

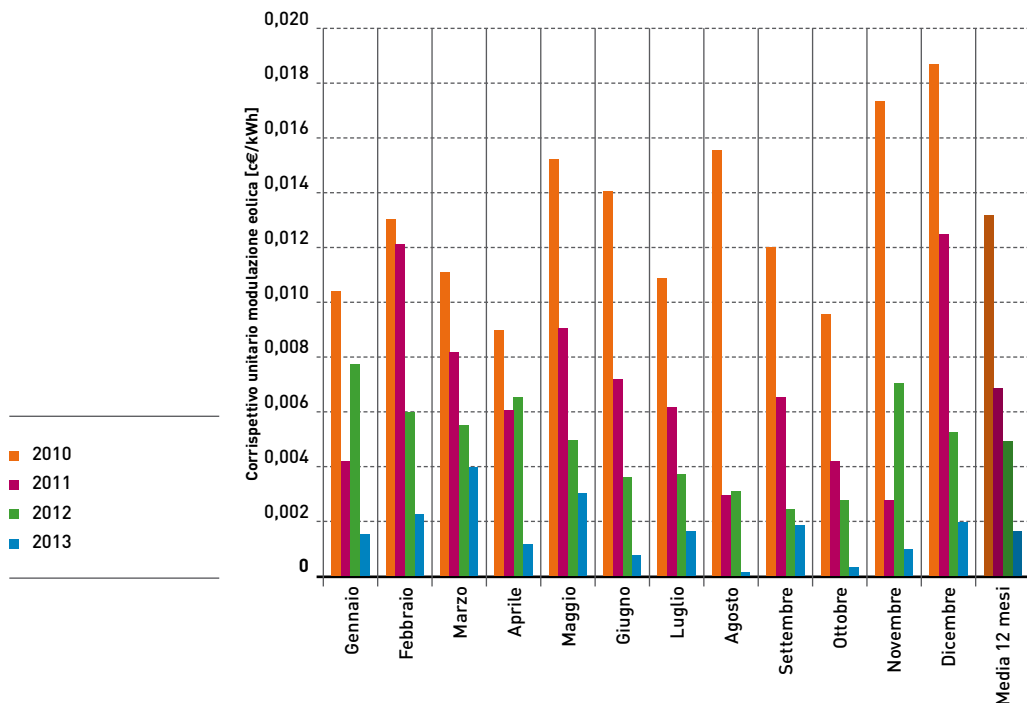
Gli oneri di modulazione eolica, unitamente ai premi riconosciuti ai proprietari di impianto eolico per l'adeguamento alle prescrizioni dell'Allegato A.17 al Codice di Rete e per la corretta previsione eolica (CCP - Corrispettivo per la Corretta Previsione), vengono recuperati attraverso l'applicazione di un corrispettivo unitario sulla tariffa elettrica dei clienti finali.

TERNA calcola il corrispettivo unitario, espresso in centesimi di euro per ogni kWh prelevato, su base mensile come rapporto fra

FIGURA 4.4

Evoluzione del corrispettivo unitario a copertura dei costi di modulazione della produzione eolica nel periodo 2010-2013.

(Elaborazione RSE su dati di TERNNA)



la somma dei suddetti corrispettivi riconosciuti ai proprietari di impianti eolici e l'energia elettrica prelevata dalla rete dai consumatori.

In Figura 4.4 è mostrata l'evoluzione del corrispettivo unitario a copertura dei costi di modulazione eolica, al lordo dei premi di adeguamento e di previsione eolica, negli ultimi quattro anni (2010-2013). Il profilo dei corrispettivi unitari mensili è ottenuto trasferendo opportunamente eventuali contributi di conguaglio sui periodi oggetto di conguaglio in modo da ricollegare la dinamica dei costi unitari all'effettivo esercizio nel periodo considerato. Il confronto dei quattro anni mostra una significativa riduzione del corrispettivo unitario nel 2013 di quasi l'87% rispetto al 2010.

La progressiva diminuzione del corrispettivo unitario è particolarmente evidente sui singoli mesi. Il confronto dell'andamento dei valori mensili è significativo anche per evidenziare una caratteristica di stagionalità della produzione eolica. Infatti, se la progres-

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

siva riduzione del corrispettivo unitario è riconducibile all'effetto del meccanismo di incentivazione della previsione eolica introdotta dalla AEEGSI nel 2010, il profilo mensile su base annua riflette l'andamento variabile della fonte eolica.

4.2.3

La copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema

TERNA seleziona, su base annuale, una lista di impianti di produzione i cui servizi di dispacciamento sono ritenuti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico. Il produttore selezionato riceve da TERNA un corrispettivo a remunerazione del servizio offerto. Ai fini della remunerazione il produttore può scegliere se aderire o no al *regime di ammissione alla reintegrazione dei costi*, come stabilito dall'AEEGSI.

Nel primo caso, il produttore ha il diritto di ricevere da TERNA un corrispettivo di essenzialità dell'impianto per tutto il periodo di inserimento dell'impianto nell'elenco delle unità essenziali. Il valore del corrispettivo è fissato dall'AEEGSI ed è pari alla differenza tra i costi riconosciuti all'unità e i ricavi da essa conseguiti. Nel secondo caso, invece, il corrispettivo di essenzialità dell'impianto è erogato al produttore solo per i periodi rilevanti individuati anticipatamente da TERNA entro la chiusura della sessione del Mercato MGP.

In corrispondenza di tali periodi rilevanti il produttore è chiamato ad offrire in MGP, MI ed MSD a condizioni di prezzo tali da assicurare la fornitura del servizio essenziale. Il produttore è remunerato da TERNA per la sola differenza positiva fra il costo variabile riconosciuto all'unità di produzione, come definito dall'AEEGSI, e il prezzo di vendita post-MGP, a valle dell'ultima sessione MI4 del mercato MI.

A copertura dei costi sostenuti per la remunerazione del produttore selezionato per il servizio di essenzialità per la sicurezza, TERNA determina mensilmente un corrispettivo unitario che viene applicato all'energia prelevata dagli utenti finali. Tale corrispettivo è calcolato come somma del corrispettivo unitario relativo alle unità che non adottano il regime di reintegrazione dei costi, e del corrispettivo unitario applicato alle unità che invece adottano tale regime.

Il primo addendo della somma è determinato da TERNA come rapporto fra i costi sostenuti a remunerazione delle unità essenziali richiamate e l'energia prelevata dalle unità di consumo; il secondo è fissato invece direttamente dall'AEEGSI e per il 2013 vale 0,1251 c€/kWh.

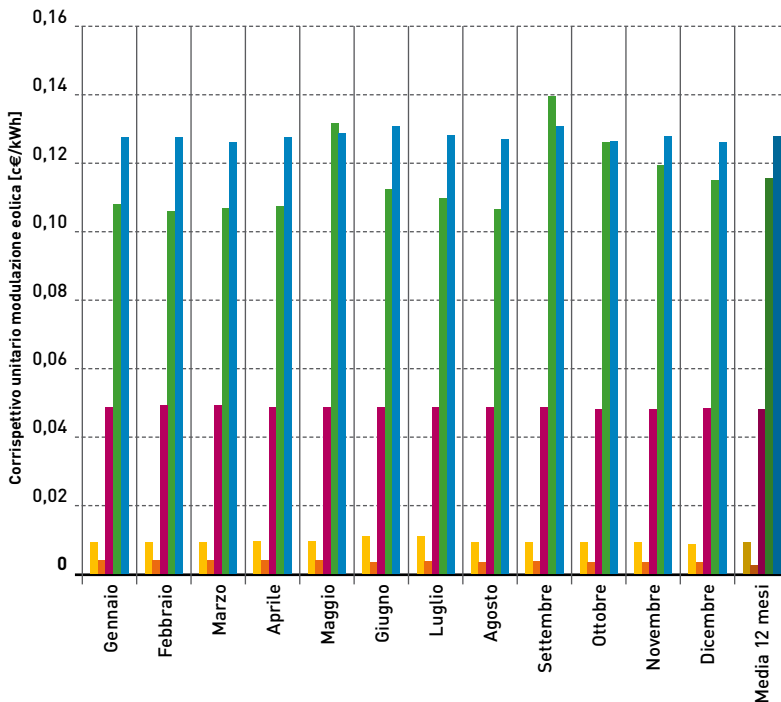
In Figura 4.5 si mostra l'evoluzione del corrispettivo unitario a

copertura dei costi delle unità essenziali negli ultimi quattro anni (2009-2013). Il profilo dei corrispettivi unitari mensili è ottenuto trasferendo opportunamente eventuali contributi di conguaglio sui periodi oggetto di conguaglio, in modo da ricollegare la dinamica dei costi unitari all'effettivo esercizio nel periodo considerato. In termini di valor medio su 12 mesi, nei quattro anni si osserva un progressivo aumento del corrispettivo unitario medio annuo.

Tale andamento è riconducibile in parte all'effetto della maggiore produzione rinnovabile non programmabile e in parte all'effetto dei nuovi strumenti di offerta dei servizi di flessibilità introdotti nel 2010 con la riforma del mercato MSD. In particolare la generazione rinnovabile non programmabile, principalmente fotovoltaica, richiede di tenere in servizio un numero maggiore di unità produttive per garantire la stabilità e la capacità di regolazione del sistema.

FIGURA 4.5

Andamento del corrispettivo unitario a copertura dei costi delle unità essenziali nel periodo 2009-2013. (Elaborazione RSE su dati TERNA)



La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

4.2.4

La copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di TERNA

I costi operativi sostenuti da TERNA per lo svolgimento del servizio di dispacciamento e quelli relativi alle attività di monitoraggio vengono recuperati applicando un corrispettivo unitario all'energia prelevata dagli utenti finali. Il corrispettivo unitario (cosiddetto DIS) è fissato direttamente dall'AEEGSI e per l'anno 2013 è fissato al valore di 0,0615 centesimi di euro per unità di kWh di energia prelevata.

4.2.5

La copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

Per assicurare il soddisfacimento della domanda nazionale deve essere disponibile un'adeguata capacità di generazione. Allo scopo l'AEEGSI definisce un corrispettivo unitario (*Capacity Payment*) a copertura dei costi sostenuti da TERNA per remunerare i produttori della capacità produttiva resa disponibile. In base alle disposizioni del decreto legislativo n. 379/03, al meccanismo di remunerazione della capacità partecipano tutte le unità di produzione ubicate sul territorio nazionale che risultano dispacciabili secondo le regole di dispacciamento di TERNA e che si rendono disponibili all'erogazione nei giorni dell'anno ritenuti critici dal gestore di rete ai fini della copertura della domanda, includendo il necessario margine di riserva.

Sono esclusi dal meccanismo gli impianti in regime speciale CIP6, quelli a fonte rinnovabile non programmabile (eolica, solare fotovoltaica, geotermica, moto ondoso, maremotrice, idraulica ad acqua fluente) e quelli che nei giorni critici risultano impegnati a produrre sulla base di contratti bilaterali. Il valore corrente 2013 del corrispettivo unitario è fissato a 0,0487 centesimi di euro per ogni kWh di energia prelevata dalla rete (Tabella 2 dell'Allegato A della Deliberazione n. 111/06).

4.2.6

La copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico

Il servizio di interrompibilità del carico rappresenta uno strumento di cui TERNA dispone per risolvere alcune situazioni di funzionamento in emergenza del sistema, come ad esempio un improvviso deficit di potenza dovuto alla perdita di unità di generazione. Allo scopo di preservare la sicurezza dell'intero sistema, TERNA dispone il distacco dalla rete di alcune unità di consumo, principalmente

clienti industriali detti *interrompibili*, che dichiarano la propria disponibilità a subire interruzioni di energia.

A copertura dei costi sostenuti da TERNA per remunerare gli utenti interrompibili, l'AEEGSI fissa un corrispettivo unitario che per l'anno 2013 è posto pari a 0,2102 centesimi di euro per ogni kWh di energia prelevata dalla rete dagli utenti finali (Tabella 3 dell'Allegato A della Deliberazione n. 111/06).

4.2.7

Confronto tra i corrispettivi unitari

Alla luce di quanto esposto sopra è utile un confronto fra le diverse voci dei corrispettivi unitari per valutare il loro andamento nel corso degli ultimi anni. Come risulta dalle precedenti descrizioni, alcuni corrispettivi unitari sono fissati dalla AEEGSI a inizio anno e si mantengono fissi per l'intero anno (corrispettivi a variabilità annuale) mentre altri sono calcolati periodicamente da TERNA su base mensile oppure trimestrale (corrispettivi a variabilità mensile).

La Figura 4.6 mostra l'evoluzione negli ultimi cinque anni (2009-2013) del valor medio annuo di tutti i corrispettivi unitari. La somma dei corrispettivi a variabilità annuale, ossia i corrispettivi a copertura dei costi di funzionamento di TERNA (DIS-art46), di disponibilità di capacità produttiva (Cap_Payment-art48) e del servizio di interrompibilità del carico (Interrompibilità-art73), ha subito un significativo aumento, da circa 0,18 c€/kWh nel 2009 a 0,32 c€/kWh nel 2013 (più 73%).

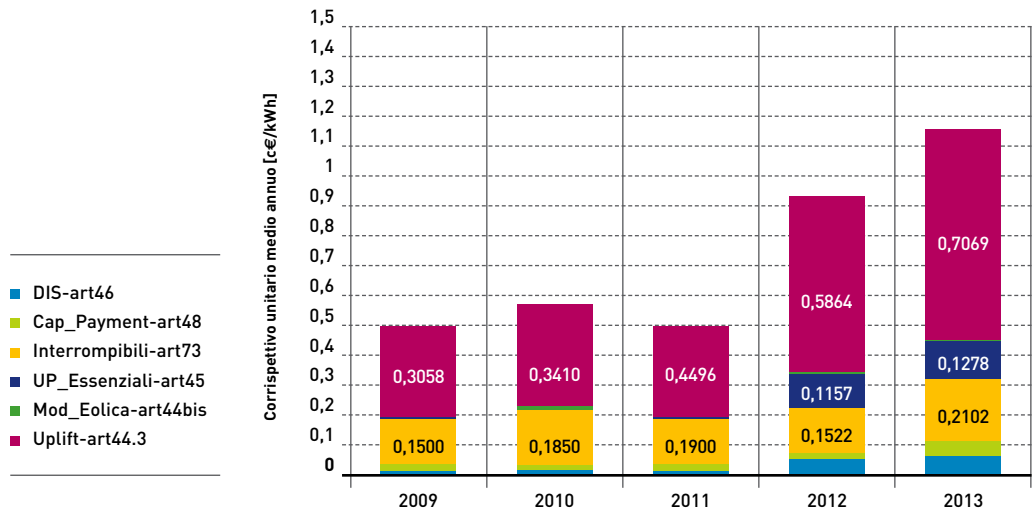
Tale aumento è dovuto principalmente ai corrispettivi relativi all'attività del gestore di rete TERNA e alla remunerazione per la capacità produttiva. La somma di queste due voci è più che triplicata nel 2013 rispetto al 2009, mentre il corrispettivo di interrompibilità del carico nel medesimo periodo ha registrato un incremento del 40%. Un aumento ancor più accentuato hanno avuto, invece, i corrispettivi a variabilità mensile, ossia i corrispettivi a copertura dei costi di remunerazione delle unità essenziali per la sicurezza (UP_Essenziali-art. 45), di modulazione della produzione eolica (Mod_Eolica-art. 44bis)⁹ e di approvvigionamento delle

⁹ Occorre precisare che il valore della componente "Corrispettivo a copertura dei costi di modulazione della produzione eolica" è comunque sensibilmente diminuito nel periodo 2010-2013; in particolare, nel 2013 il corrispettivo unitario è diminuito di circa l'87% rispetto al 2010. Inoltre tale componente ha un peso non rilevante sul totale dei corrispettivi a variabilità mensile (in termini di corrispettivi unitari vale circa lo 0,2% nel 2013) e quindi l'effetto del contributo è quasi trascurabile.

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

FIGURA 4.6

Andamento dei corrispettivi unitari medi annui a copertura dei costi per il servizio di dispacciamento nel periodo 2009-2013.



risorse su MSD (Uplift-art. 44.3). In particolare l'*uplift*, che da sola costituisce la parte più preponderante, ha subito un incremento di quasi il 130%, passando da 0,306 c€/kWh nel 2009 a 0,707 c€/kWh nel 2013. L'aumento subito dalle diverse voci ha contribuito ad aumentare significativamente il corrispettivo unitario totale, che dal 2009 al 2013 è più che raddoppiato, con un incremento del 132%. Come evidenziato in precedenza, l'incremento complessivo è in gran parte dovuto alla penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, che richiedono maggiori risorse per il mantenimento in sicurezza del sistema.

4.2.8

Stima del costo annuo del servizio di dispacciamento

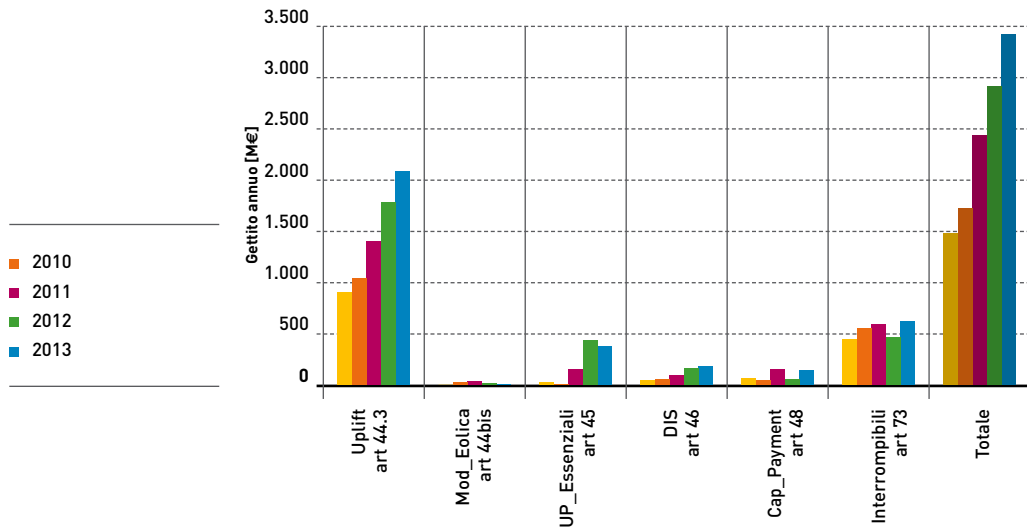
Dopo l'analisi delle singole voci dei corrispettivi unitari per il servizio di dispacciamento, si passa ora alla valutazione del costo complessivo (in milioni di euro) del servizio di dispacciamento, recuperato attraverso un gettito prelevato nella bolletta.

In Figura 4.7 (a pagina 118) è mostrato l'andamento del gettito stimato annuo derivante dai diversi corrispettivi per il servizio di dispacciamento nel periodo 2009-2013. La stima di gettito è ottenuta moltiplicando ciascuna voce di corrispettivo unitario per il consumo

FIGURA 4.7

Stima di gettito annuo (espresso in milioni di euro) derivante dai corrispettivi per il servizio di dispacciamento nel periodo 2009-2013.

(Elaborazione RSE su dati TERNA)



di energia elettrica su base mensile¹⁰. Le componenti più rilevanti sono i gettiti dovuti all'applicazione dell'*uplift* e del corrispettivo di remunerazione del servizio di interrompibilità del carico che nei cinque anni considerati rappresentano una quota variabile tra il 70 e il 90% dell'intero gettito annuo. Un significativo incremento si è registrato negli ultimi anni anche nel corrispettivo di remunerazione degli impianti essenziali e della capacità produttiva, nonché dai termini ricollegati al funzionamento di TERNA.

Occorre precisare che l'incremento del gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo DIS risente dell'effetto del meccanismo di premio/penalità applicato dal 2010 ai risultati di TERNA in merito alla riduzione dei volumi delle risorse contrattate in MSD. In particolare, sul corrispettivo DIS fissato per gli anni 2012 e 2013 pesano i premi maturati dal gestore di rete durante l'esercizio 2010 (160 M€) e 2011 (18 M€); sul DIS del 2012 incide una quota di premio pari a

¹⁰ La stima di consumo mensile è ricavata dai "Dati provvisori mensili" pubblicati da TERNA, assumendo una frazione di perdita di rete del 6% sulla richiesta di energia elettrica rilevata.

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

53 M€ (1/3 del premio maturato nel 2010) mentre su quello del 2013 incidono 62 M€ (1/3 del premio 2010 più metà del premio 2011), essendo previsto un totale recupero nel 2014. Evidentemente, ogni incremento trova un riflesso sul prezzo finale del kWh consumato.

Infine, occorre aggiungere che la stima di gettito complessivo va considerata al lordo dell'esenzione di pagamento dei corrispettivi di dispacciamento relativi all'*uplift*, alle unità essenziali, al *Capacity Payment* e all'interrompibilità del carico applicata ai soggetti interrompibili che hanno contrattualizzato una potenza interrompibile non inferiore a 40 MW per sito e solo per la quota parte sottesa alla potenza interrompibile, ai sensi dell'art. 30, comma 19, della legge 99/09. Nel periodo 2011-2013 tale esenzione corrisponde ad un gettito annuo stimabile nella forchetta 60-240 milioni di euro.

A tal fine, vengono messi a confronto i costi di generazione delle principali tecnologie utilizzabili nel sistema elettrico italiano facendo riferimento, con ipotesi specifiche, al *Levelized Cost of Electricity* (LCOE), ossia al prezzo a cui occorre vendere l'energia generata da un impianto per ciascuna tecnologia lungo la sua vita tecnica per coprire tutti i costi relativi alla costruzione e all'esercizio dell'impianto stesso (oneri finanziari e tasse inclusi) e ottenere un determinato ritorno sul capitale proprio investito

Focalizzando l'attenzione sul montante derivato dall'*uplift*, la stima elaborata è confrontabile con i valori mensili fatturati da TERNA per gli anni di esercizio 2009-2013, come è mostrato in Tabella 4.11. Il leggero scostamento dei valori elaborati è ragionevolmente imputabile ad approssimazioni sui dati di consumo e ad eventuali montanti di conguaglio che le stime non riescono a cogliere.

Analogamente, i gettiti a copertura dei costi delle unità essenziali, di *Capacity Payment* e del servizio di interrompibilità sono coerenti con le stime effettuate dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE) per il periodo 2010-2012, come richiamato in Tabella 4.12.

Gli scostamenti sono riconducibili ad approssimazioni sui dati di consumo e ad eventuali conguagli non colti.

TABELLA 4.11

Gettito annuo stimato e fatturato (milioni di euro), derivato dal corrispettivo *uplift*. (Elaborazione RSE di dati TERNA)

Anno	2009	2010	2011	2012	2013
Stimato [M€]	905	1.043	1.411	1.797	2.101
Fatturato [M€]	914	1.024	1.352	1.663	1.942

TABELLA 4.12

Stima del gettito a copertura dei costi delle unità essenziali, di Capacity Payment e del servizio di interrompibilità.

(Elaborazione RSE di dati TERNA, CCSE)

Anno	Stima	2010	2011	2012
Unità essenziali	Stima RSE	8	151	437
	CCSE	7	137	302
Capacity Payment	Stima RSE	46	156	58
	CCSE	43	142	54
Interrompibilità del carico	Stima RSE	557	597	468
	CCSE	545	570	576

TABELLA 4.13

Oneri netti di acquisto/vendita di energia per approvvigionamento delle risorse di dispacciamento su MSD maturati nel periodo 2004-2013.

(Fonte: TERNA, GRTN, GME)

Anno/MSD	MSD ex-ante [M€]	MB [M€]	Totale MSD [M€]
2013	n.d.	n.d.	1.702
2012	859	433	1.292
2011	761	162	923
2010	823	440	1.263
2009	1.385	429	1.814
2008	1.861	760*	2.621
2007	1.783	628	2.411
2006	1.300	940	2.240
2005	864	732	1.596
2004**	581	526	1.107

[*] Periodo gennaio-novembre 2008 [**] Periodo aprile-dicembre 2004

Infine, un'ultima analisi è condotta sul montante di costo di approvvigionamento delle risorse tramite il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD). In Tabella 4.13 è riportato l'andamento degli oneri netti di acquisto/vendita di energia per approvvigionamento delle risorse di dispacciamento su MSD maturati nel periodo 2004-2012.

Fino al 31 dicembre 2008 le attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento e determinazione delle relative partite economiche (attive e passive) non costituivano per TERNA né un costo né un ricavo. Infatti, eventuali perdite nette erano trasferi-

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

te nell'*uplift*, posto a carico di tutti gli utenti responsabili di unità di prelievo. Inoltre, ulteriori costi non inclusi nell'*uplift*, ma riconosciuti per il funzionamento di TERNA, quali i costi operativi sostenuti per lo svolgimento del servizio di dispacciamento e quelli relativi alle attività di monitoraggio, risultavano compresi nella voce di costo garantito dal corrispettivo a copertura degli oneri di funzionamento del gestore di rete (vedi in Tabella 4.9, Articolo 46). La dinamica di approvvigionamento delle risorse, e dunque dei volumi delle transazioni risultanti sul MSD, era lasciata quindi al sistema di contrattazioni, prevalentemente di tipo spot, che venivano a stabilirsi fra gli operatori del mercato. Questo influenzava significativamente l'evoluzione degli oneri netti il cui valore complessivo (MSD Ex-Ante + MB) passa da 1,6 miliardi di € nel 2005 a 2,6 miliardi di € nel 2008 (+64%).

Dal 1° gennaio 2009 hanno effetto invece alcuni provvedimenti introdotti da AEEGSI ai sensi della Deliberazione n. 351/07 del 29 dicembre 2007 con l'obiettivo di responsabilizzare maggiormente TERNA nelle sue funzioni di approvvigionamento delle risorse per la sicurezza del sistema. In particolare, oltre ad essere stabiliti premi e penalità per l'attività di previsione del fabbisogno e della produzione da fonte eolica, dal 1° gennaio 2009 i risultati dell'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento sono oggetto di una valutazione sulla base della quale TERNA può accedere ad un premio oppure ad una penalità. L'effetto complessivo è una riduzione significativa dei costi delle attività di compravendita sul MSD nel periodo 2009-2011: l'onere netto passa da 1,8 miliardi di euro a 0,9 miliardi di euro nel 2011 (meno 50%). Tale tendenza trova un riscontro anche nei valori stimati dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico.

Negli ultimi due anni rilevati – ossia 2012 e 2013 – occorre considerare invece principalmente l'impatto della produzione da fonte rinnovabile intermittente. Infatti, l'incremento di generazione da tali fonti, soprattutto da solare fotovoltaico, e il miglioramento delle previsioni di immissione in rete hanno determinato innanzitutto una riduzione importante della produzione da fonte fossile e un contenimento degli oneri da sbilanciamento effettivo. Tuttavia, la ridotta capacità produttiva da impianti tradizionali chiamati a produrre a valle della chiusura del mercato MGP costringe TERNA a ricorrere maggiormente a un'attivazione di risorse flessibili, utilizzando anche i nuovi strumenti di offerta messi a disposizione degli operatori dalla recente riforma del mercato dei servizi di dispacciamento, come le offerte di accensione o spegnimento, o di mantenimento in servizio al minimo. L'approvvigionamento delle risorse costituisce un maggiore costo da parte del gestore di rete.

IL COSTO DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA

Al pari di molti altri settori che richiedono una consistente infrastruttura per il loro funzionamento, anche per quello elettrico i servizi di rete per la trasmissione, la distribuzione e la misura dell'energia sono considerati universalmente dei monopoli naturali. Gli elevati costi fissi per lo sviluppo e la gestione della rete, infatti, non giustificano economicamente l'introduzione della competizione fra più operatori che offrano lo stesso servizio con la propria rete. Risulta invece molto più efficiente concentrare il servizio in capo ad un unico soggetto, ottimizzando le sue funzioni attraverso una chiara regolamentazione dell'attività, per mezzo di preposte autorità regolatorie.

In Italia il soggetto che svolge il servizio di trasmissione dell'energia elettrica sulle reti di alta e altissima tensione è TERNA, mentre il servizio di distribuzione e misura è coperto per circa l'85% del volume di energia da Enel Distribuzione e per il rimanente dalle aziende municipalizzate legate al territorio. Questa molteplicità di operatori nella distribuzione non è in contrasto con il principio di monopolio naturale, dal momento che essi non sono in competizione fra di loro; ogni operatore deve garantire il servizio in modo neutrale per la porzione di rete di sua competenza.

Il soggetto che regola i servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura) è l'AEEGSI. Fra i suoi compiti c'è quello di definire un'equa remunerazione ai soggetti interessati per i servizi di rete offerti. Ciò avviene mediante il criterio del costo riconosciuto, ovvero per ogni periodo regolatorio, della durata di quattro anni, l'AEEGSI fissa il ricavo massimo concesso ai soggetti regolati, in modo da consentire la copertura dei costi, la remunerazione del capitale investito e un equo margine di guadagno. In generale, il costo riconosciuto per i servizi di rete può essere scomposto in tre fattori: uno legato ai costi operativi, uno alla remunerazione del capitale investito e il terzo agli ammortamenti.

Costi operativi. La remunerazione riconosciuta per far fronte a tali costi tiene conto del costo del lavoro e degli approvvigionamenti di beni e servizi diversi dagli investimenti. Tali costi sono aggiornati annualmente all'interno del periodo regolatorio sulla base dell'inflazione e di un coefficiente di decurtazione (*x-factor*) che riduce anno dopo anno il tetto massimo dei costi operativi, allo scopo di promuovere l'efficienza operativa, in accordo con il meccanismo del *price-cap*. Attraverso questo metodo si incentiva

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

il titolare del servizio a massimizzare l'efficienza di spesa nel breve termine, dal momento che l'eventuale differenza positiva fra i costi riconosciuti e quelli effettivi rappresenta un profitto per il titolare del servizio.

Remunerazione del capitale investito. Con questa voce viene remunerato il costo del denaro investito per nuove infrastrutture di rete. Il capitale investito è tipicamente costituito da una parte di equity e una parte di debito; con questa voce vengono compensati i costi per aver preso a prestito il denaro (interessi verso il creditore) e i costi opportunità di aver immobilizzato il capitale proprio.

Il valore del capitale netto investito viene rivalutato annualmente dall'AEEGSI per considerare l'effetto dell'aumento dei prezzi (dato Istat sul deflatore degli investimenti fissi lordi) e i nuovi investimenti netti realizzati. Il capitale netto è remunerato ad un tasso di rendimento (WACC) in linea con il mercato finanziario; in aggiunta al normale tasso di remunerazione, alcuni investimenti particolarmente strategici o innovativi possono godere di un rendimento maggiorato per un numero limitato di anni. Ad esempio, appartengono a questa categoria gli investimenti in trasmissione volti a ridurre le congestioni fra zone di mercato o ad incrementare la capacità di scambio con l'estero, così come gli investimenti relativi alla trasmissione per progetti pilota per sistemi di accumulo o alla distribuzione per lo sviluppo delle *smart grid*. Gli investimenti per il servizio di misura invece non godono di alcun incentivo all'investimento.

Remunerazione degli ammortamenti. Attraverso questa voce si remunera il costo effettivo delle nuove infrastrutture di rete. Attraverso l'ammortamento il costo dell'infrastruttura viene ripagato a rate spalmate su tutta la vita utile. Il costo di ammortamento riconosciuto è rivisto annualmente per effetto dei nuovi investimenti realizzati, delle dismissioni, della fine della vita utile degli *asset*, considerando l'aumento dei prezzi (dato Istat sul deflatore degli investimenti fissi lordi).

La remunerazione del costo riconosciuto a ciascun soggetto che fornisce il servizio di trasmissione, distribuzione e misura avviene mediante tariffe che dipendono da fattori specifici come quantità di energia trasportata, potenza impegnata, numero di punti di prelievo; l'AEEGSI fissa annualmente i valori di riferimento in base a previsioni e determina il valore complessivo di remunerazione per il responsabile della trasmissione e per ciascun ente della distribuzione. Tale remunerazione viene ribaltata sui costi sostenuti dagli utenti finali

per mezzo di tariffe uniche a livello nazionale, determinate annualmente dall'Autorità e differenziate per trasmissione e distribuzione.

Lo schema in Figura 4.8 mostra il trasferimento dei costi riconosciuti per trasmissione distribuzione e misura dalle utenze finali ai soggetti interessati, mediante l'applicazione delle tariffe uniche definite dall'AEEGSI.

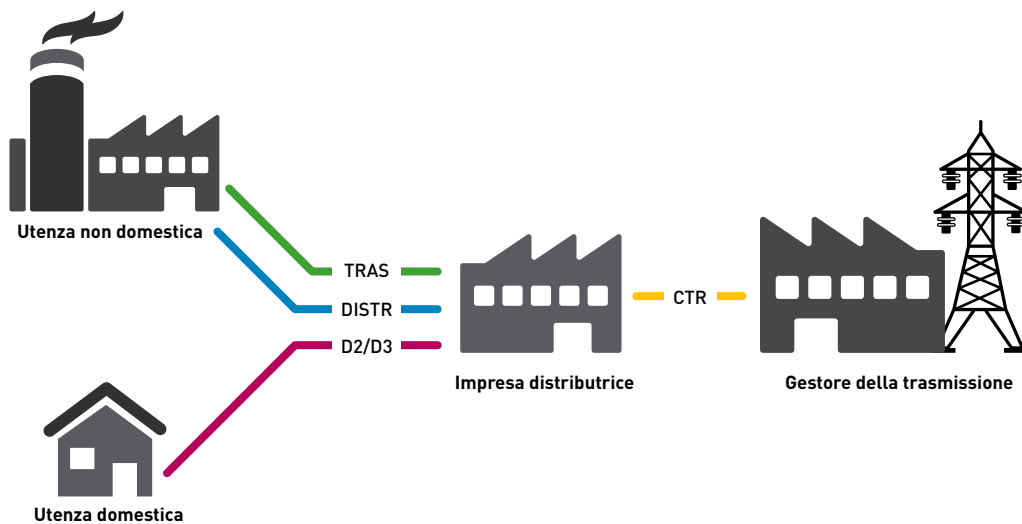
Come mostrato dallo schema, tutte le utenze non domestiche versano alle imprese distributrici i corrispettivi per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura, attraverso due tariffe distinte, indicate in figura come *TRAS* e *DISTR*. Alle utenze domestiche invece, l'impresa distributtrice applica un'unica tariffa (*D2* o *D3* a seconda della tipologia di contratto - residente o non residente) che include i corrispettivi per tutti i servizi di rete. Infine gli enti distributori riconoscono al gestore della trasmissione un corrispettivo per il servizio in funzione dell'energia prelevata dalla rete, mediante la tariffa *CTR*.

La disciplina attualmente in vigore si riferisce al periodo regolatorio 2012–2015, fissato dalla delibera dell'Autorità 199/11. Per avere un'idea dell'ammontare totale dei costi per il sistema, si riportano i valori di esercizio a consuntivo.

Il costo complessivo riconosciuto a TERNA per il servizio di trasmissione nel 2013 è pari a 1,6 miliardi di euro, di cui circa la metà

FIGURA 4.8

Schema di trasferimento dei corrispettivi di trasmissione e distribuzione dai clienti finali ai gestori delle reti.



La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

TABELLA 4.14

Costo riconosciuto per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dal 2008 al 2013 (milioni di euro).

(Elaborazioni RSE su dati TERNA e Enel Distribuzione)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Trasmissione	1.240	1.185	1.306	1.381	1.532	1.644
Distribuzione e misura	5.765	5.473	5.789	6.037	6.080	5.877

TABELLA 4.15

Costo indicativo annuo dei servizi di rete per un utente domestico tipo.

(Elaborazione RSE su dati Autorità)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Costi di rete e misura* [€/anno]	62,56	65,46	65,26	64,94	68,28	70,75

* Include i corrispettivi per trasmissione, distribuzione e misura dell'energia

(49%) va a remunerare il capitale investito, il 29% a copertura degli ammortamenti e il rimanente 22% per i costi operativi. Sul lato di distribuzione e misura i costi complessivi riconosciuti nel 2013 agli enti distributori sono stimati in poco più di 6 miliardi di euro, ottenuti elaborando i dati di bilancio di Enel Distribuzione, principale ente distributore, e i dati di sintesi delle relazioni annuali dell'AEEGSI. Di questi 6 miliardi, circa il 15% è a copertura del servizio di misura. Per questi servizi è più difficile quantificare la ripartizione del costo riconosciuto sulle tre componenti principali, ma è ragionevole ipotizzare che anche in questo caso la parte preponderante del costo totale sia da imputare alla remunerazione del capitale investito.

La Tabella 4.14 sintetizza i dati del costo riconosciuto per trasmissione, distribuzione e misura nel periodo 2008-2013. Il costo per la trasmissione, ottenuto da dati di bilancio TERNA, mostra un trend crescente, riconducibile ai grossi investimenti messi in campo per potenziare la rete di trasmissione e migliorare gli scambi di energia a livello nazionale e con l'estero.

Anche il costo del servizio di distribuzione e misura risulta in crescita nel periodo 2008-2012 mentre registra una lieve flessione per l'anno 2013.

Infine, per meglio comprendere l'impatto dei costi per i servizi di rete sulla bolletta dei clienti finali, in Tabella 4.15 si riporta il da-

to riferito all'utente domestico tipo in maggior tutela con contratto residente da 3 kW e 2.700 kWh di consumo anno. Si nota come nel periodo 2008-2013 la spesa annua per servizi di rete varia negli anni fra i 60 e i 70 euro l'anno (fonte AEEGSI). Da precisare che tale dato è da considerarsi puramente indicativo, dal momento che l'esborso reale di un consumatore per i servizi di rete dipende dalla tipologia di contratto ed è differenziato per fasce di consumo.

4.4

ONERI GENERALI DI SISTEMA

Per il corretto funzionamento e la sostenibilità economica e ambientale, il sistema elettrico necessita di alcune attività e servizi a beneficio della collettività, che non sono direttamente remunerate dai servizi di produzione, trasporto e vendita dell'energia. Un tipico esempio sono le attività di ricerca e sviluppo o i costi a sostegno della sostenibilità ambientale, che non hanno un utilizzatore diretto ma vanno a beneficio di tutta la filiera del sistema elettrico. Non potendo imputare il costo di tali servizi in modo diretto, si ricorre al meccanismo degli oneri generali di sistema, dove ogni consumatore versa una quota, tipicamente proporzionale all'energia prelevata, che viene in seguito gestita per la remunerazione dei servizi collettivi.

Gli oneri di sistema sono stati introdotti a partire dal 2000, in seguito al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 sulla liberalizzazione del settore elettrico. L'AEEGSI è incaricata di fissare annualmente i corrispettivi per gli utenti finali a copertura di tali oneri. Gli oneri di sistema in senso stretto, che possono essere costituiti solo mediante atti di legge, sono generalmente identificati dalla lettera "A" seguita da un numero progressivo. A questi si affiancano anche le componenti tariffarie definite dall'AEEGSI a copertura di servizi che richiedono lo stesso metodo di esazione, generalmente indicate come *Ulteriori Componenti* (UC).

Nel corso degli anni, a partire dalla loro istituzione, agli oneri di sistema sono state aggiunte o eliminate varie componenti di costo, a seconda della necessità specifica. Di seguito si presenta una breve descrizione delle componenti degli oneri generali di sistema attualmente in vigore.

Componente A2 – Nucleare. È la componente mediante la quale sono recuperati i costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibi-

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

le nucleare e alle attività connesse e conseguenti. Queste attività fanno capo alla società Sogin.

Componente A3 – Rinnovabili e assimilate. Nata inizialmente allo scopo di finanziare gli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate di cui al provvedimento CIP6/92, negli anni è stata estesa a copertura di altri costi più o meno legati all'incentivazione delle nuove fonti rinnovabili (oltre il provvedimento CIP6). Fra i principali costi attualmente recuperati attraverso questa componente ci sono l'incentivazione della produzione da fotovoltaico (Conto Energia), la tariffa onnicomprensiva per impianti rinnovabili (*feed in tariff*), il meccanismo dello scambio sul posto, il ritiro da parte di GSE dei Certificati Verdi invenduti, il servizio di ritiro dedicato per piccoli impianti sotto i 10 MVA (rinnovabili e non).

Componente A4 – Regimi tariffari speciali. Attraverso questa componente si costituisce un fondo a copertura delle agevolazioni tariffarie sul prelievo dell'energia concesse ad alcune utenze come le Ferrovie dello Stato, i Comuni rivieraschi, gli impianti siderurgici.

Componente A5 – Ricerca. Componente volta a finanziare l'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico. Attraverso questa componente sono stanziati fondi di finanziamento delle ricerche svolte da CNR, ENEA, RSE e i bandi di ricerca destinati alle imprese.

Componente As – Bonus elettrico. Introdotta a partire dal 2008 a compensazione degli sconti elargiti a clienti economicamente svantaggiati o in gravi condizioni di salute.

Componente MCT – Compensazione territoriale. I proventi derivanti da questa componente sono destinati a compensare le erogazioni economiche a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare.

Componente UC3 – Perequazione. Questa componente alimenta il conto a supporto dei meccanismi di perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura. Come già citato nel paragrafo precedente, la necessità di una tariffa unica a livello nazionale per il trasporto e la misura non sempre si concilia con le differenze sui costi dei servizi che nascono per esigenze territoriali. Il bilancio fra il gettito della tariffa unica e i costi riconosciuti agli operatori viene garantito attraverso questa componente.

Componente UC4 – Imprese minori. Attraverso questa componente si finanziano le integrazioni destinate alle imprese minori che esercitano il servizio integrato di produzione, distribuzione e vendita nelle piccole isole, sostenendo costi maggiori rispetto alla media

nazionale. Al fine di garantire il servizio di pubblica utilità senza penalizzare i consumatori locali è prevista l'integrazione ai ricavi.

Componente UC6 – Qualità. Al pari della UC3, questa componente si riferisce ai servizi di trasmissione e distribuzione. In particolare la componente va a remunerare i gestori delle reti in caso siano raggiunti i livelli di qualità del servizio disciplinati dall'Autorità.

Componente UC7 – Efficienza energetica. Tale componente è destinata a finanziare il meccanismo dei Certificati Bianchi, finalizzato alla copertura dei costi sostenuti dalle imprese distributrici soggette all'obbligo di realizzare interventi di efficienza energetica.

Come stabilito dal *Testo integrato trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica* dell'AEEGSI, i responsabili dell'applicazione ed esazione degli oneri generali di sistema sono le imprese distributrici, che applicano le aliquote come maggiorazione delle tariffe del servizio di distribuzione. Tale maggiorazione è considerata *passante* per i venditori di energia elettrica e quindi vengono *scaricate* sul cliente finale che ne sostiene il costo. Tipicamente le aliquote corrispondenti sono differenziate per tipologia di utenza (domestica, illuminazione pubblica, altre utenze in bassa, media e alta tensione) e vengono stabilite dall'Autorità con modalità che dipendono da componente a componente.

La Tabella 4.16 riporta il valore del gettito complessivo realizzato da ciascuna componente dal 2010 al 2013; risulta evidente il trend di crescita dovuto principalmente alla componente A3 relativa all'incentivazione delle fonti rinnovabili, che con oltre 12 miliardi di euro

TABELLA 4.16

Gettito annuale in milioni di euro degli oneri generali di sistema nel periodo 2010-2013. (Fonte: AEEGSI)

Componente	2010	2011	2012	2013
A2	410	255	151	170
A3	4.400	6.542	10.417	12.763
A4	376	345	295	459
A5	62	61	41	44
As	157	54	18	18
MCT	48	35	33	59
UC4	69	70	69	67
UC7	8	110	236	197
Totale	5.530	7.472	11.260	13.777

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

porta il gettito totale degli oneri generali di sistema a 13,8 miliardi di euro. A questi occorre aggiungere il contributo proveniente dalle componenti UC3 e UC6, le quali, facendo riferimento specifico ai servizi di rete, vengono tipicamente incluse nelle tariffe per la trasmissione e la distribuzione e non negli oneri generali. Per l'anno 2013 il gettito da tali componenti è di 285 milioni di euro, contro i 55 dell'anno precedente.

Visto il contributo preponderante della componente A3 all'interno degli oneri di sistema, vale la pena analizzare con maggior dettaglio i contributi delle voci remunerate da questa componente.

La Figura 4.9 mostra come varia la ripartizione percentuale del gettito annuo dal 2010 al 2013, suddiviso nelle macro categorie: rinnovabili, rinnovabili CIP6, assimilate CIP6 e fotovoltaico. Si nota come il boom di sviluppo del fotovoltaico negli ultimi anni abbia contribuito a far lievitare il gettito da componente A3, passando da un costo per incentivi di circa 900 milioni di euro nel 2010 a circa 6,6 miliardi nel 2013.

A questo proposito è opportuno evidenziare come l'incremento di produzione da fonti rinnovabili – e in particolare del fotovoltaico – stia determinando una riduzione del prezzo dell'energia scambiata sulla

FIGURA 4.9

Ripartizione della componente A3. (Fonte: L'Energia Elettrica)

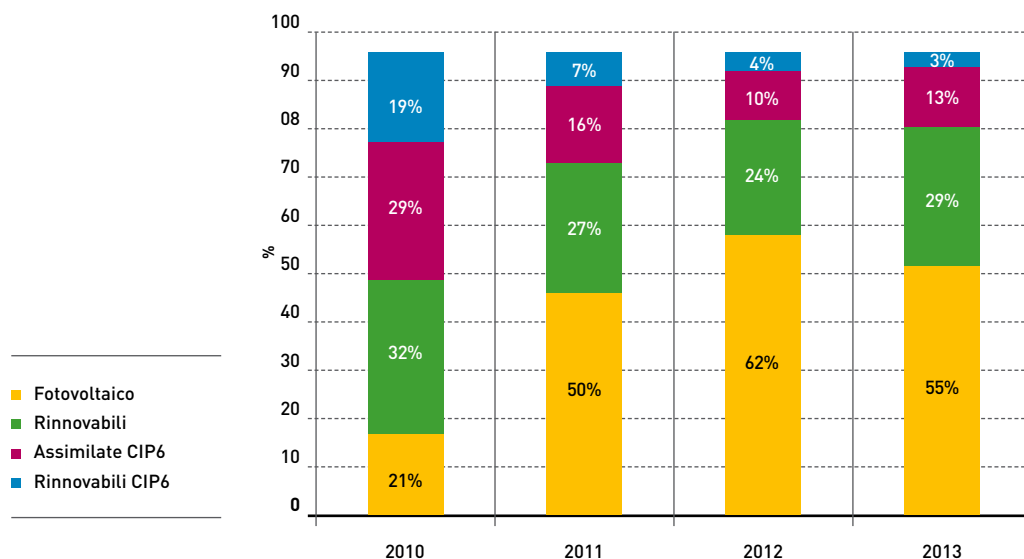
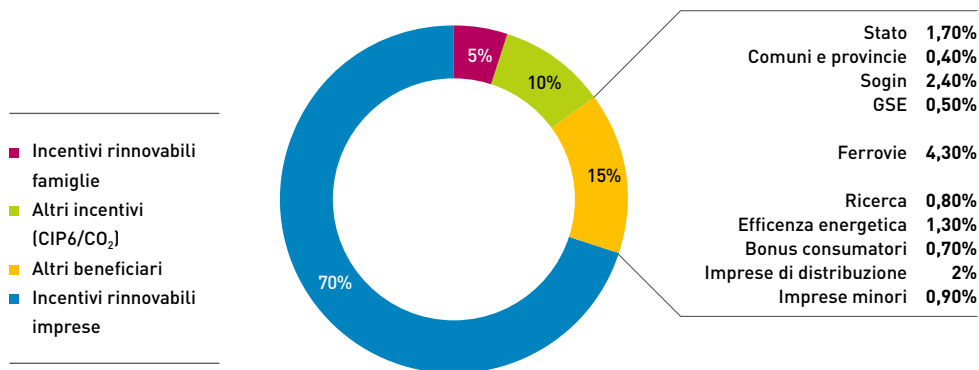


FIGURA 4.10

Ripartizione fra i beneficiari degli oneri generali di sistema.

(Fonte: CCSE)



Borsa, ben evidenziato dalla diminuzione del valore del PUN (vedi Tabella 4.3 a pagina 101). Gli impianti fotovoltaici infatti producono (a prezzo zero) nelle ore di maggior consumo, con ciò determinando un abbassamento dei prezzi dell'energia scambiata sul mercato in quelle ore¹¹. Si determina quindi un effetto di riduzione del prezzo dell'energia, in parte compensativo dell'esborso dovuto alla voce A3.

Le elaborazioni dei dati a consuntivo e di esercizio consentono di valutare come si ripartisce la spesa totale per gli oneri di sistema in base alla tipologia di consumatore. Il 70% del gettito complessivo è a carico delle imprese, il 25% a carico delle famiglie e il restante 5% alla pubblica amministrazione (dati riferiti all'anno 2011). La Figura 4.10 mostra invece la ripartizione fra i beneficiari degli oneri generali di sistema per il 2011.

Da notare come per la categoria delle imprese vi sia sostanzialmente una situazione di bilancio fra l'esborso per oneri generali di sistema e i benefici che ritornano in termini di incentivi alle rinnovabili. Diversamente avviene per i consumatori domestici che contribuiscono per il 25% alla socializzazione degli oneri di sistema e beneficiano solo del 5% del gettito totale.

¹¹ Una quantificazione della riduzione del PUN per effetto del fotovoltaico è stato oggetto di un recente studio riportato in *Energy Science & Engineering*.

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

TABELLA 4.17

Spesa annua indicativa per oneri generali di sistema a carico dell'utente domestico tipo (euro/anno). (Fonte: AEEGSI)

Componente	2010	2011	2012	2013
A2	4,86	2,94	1,69	1,98
A3	28,74	44,48	73,24	89,35
A4	1,69	1,59	1,38	2,19
A5	0,64	0,64	0,32	0,37
As	1,59	0,49	0,19	0,19
UC3	2,38	2,21	0,14	3,29
UC4	0,85	0,86	0,86	0,86
UC6	1,69	0,62	0,62	0,80
UC7	0,00	1,19	2,32	1,97
MCT	0,46	0,32	0,33	0,49
Totale	42,89	55,33	81,08	101,49

Infine si riporta in Tabella 4.17 una stima dei costi per gli oneri generali di sistema per un utente domestico tipo in servizio di maggior tutela, ottenuta da elaborazioni delle aliquote ufficiali pubblicate dall'AEEGSI. Si nota come nel periodo 2010-2013 la spesa media dell'utente domestico tipo per oneri generali di sistema sia pressoché raddoppiata, prevalentemente a causa della crescita della componente A3.

Anche in questo caso il dato è da considerarsi puramente indicativo, dal momento che l'esborso reale di un consumatore per gli oneri di sistema dipende dalla tipologia di contratto ed è differenziato per fasce di consumo.

Accanto alle componenti degli oneri generali di sistema fin qui analizzate, è necessario citare un'ulteriore componente di recente introduzione, che si inquadra nell'ambito della normativa sulle agevolazioni tariffarie per imprese a forte consumo di energia elettrica. Già in passato, con l'attuazione del Decreto Bersani, per i clienti energivori era previsto uno sgravio sugli oneri generali di sistema: per gli utenti in media tensione l'aliquota in quota energia delle componenti A erano pari a zero per i consumi eccedenti gli 8 GWh mensili, mentre gli utenti in alta e altissima tensione godevano di uno sconto del 50% per i consumi fra i 4 e i 12 GWh e del 100% oltre tale soglia.

Il decreto 5 aprile 2013 del Ministro dell'Economia e delle finanze

ha recentemente introdotto delle modifiche alle agevolazioni per i clienti energivori, fissando le condizioni per la categoria delle imprese a forte consumo che potranno beneficiare degli sgravi; la rimodulazione degli oneri generali di sistema va effettuata a favore delle sole attività produttive catalogate dai codici ATECO¹² del settore manifatturiero e ai soli consumi in media e alta tensione.

Per queste imprese vengono confermate le soglie di consumo mensile oltre le quali le componenti A sono poste a zero, 8 GWh per i clienti in media e 12 GWh per i clienti in alta e altissima tensione. Per i valori al di sotto delle soglie sono previste delle modulazioni in base ad un indicatore di incidenza economica del costo dell'energia sul fatturato, definito come "intensità di costo dell'energia elettrica". La Tabella 4.18 mostra l'applicazione degli sgravi sulle componenti A in funzione dell'intensità di costo dell'energia.

Gli oneri per il riconoscimento delle agevolazioni alle imprese energivore sono esplicitati e recuperati mediante una nuova componente A_E a carico di tutte le utenze non beneficiarie di tali agevolazioni. Questa componente è definita per la prima volta a partire dal 1° gennaio 2014, secondo quanto stabilito dalle delibere dell'AEEGSI 467/2013/R/COM e 641/2013/R/COM.

Essendo di nuova introduzione non sono disponibili dati a consuntivo sul gettito annuale generato dalla nuova componente; tuttavia è possibile stimare la spesa aggiuntiva per il 2014 dovuta alla componente A_E per l'utente domestico di riferimento tipo in servizio di maggior tutela (residente, 3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh anno di consumo). La tariffa in quota energia per l'applicazione della componente è applicata a scaglioni di consumo e nel caso di riferimento comporta una spesa aggiuntiva di 7,43 euro per l'anno 2014.

TABELLA 4.18

Schema di riduzione degli oneri generali di sistema per imprese energivore. (Fonte: AEEGSI)

Riduzione componenti A	Intensità di costo dell'energia
15%	2-6%
30%	6-10%
45%	10-15%
60%	oltre 15%

¹² Attività economiche.

ONERI FISCALI

La fiscalità che grava sui consumi di elettricità in Italia è regolata in primo luogo dalla direttiva 2003/96/EC del Consiglio Europeo entrata in vigore il 1° gennaio 2004. Tale direttiva veniva incontro all'esigenza di armonizzare a livello europeo la tassazione dei prodotti energetici, tra i quali l'elettricità. A sua volta tale esigenza nasceva dal perseguimento di due obiettivi fondamentali: la tutela del buon funzionamento del mercato interno attraverso la fissazione nella Comunità Europea di livelli minimi di tassazione per la maggior parte dei prodotti energetici, compresi l'elettricità; e l'attuazione di politiche energetiche in grado di contribuire a rendere attuabili gli impegni assunti dall'Unione Europea per la protezione e salvaguardia dell'ambiente, tra i quali quelli previsti dal protocollo di Kyoto.

La direttiva, stabilendo per ogni prodotto energetico dei livelli minimi di tassazione, risponde ad entrambi gli obiettivi di cui sopra: in modo evidente rispetto al primo (garantire la concorrenza nel mercato interno); in modo meno evidente ma altrettanto determinante rispetto al secondo, perché consentendo una tassazione più elevata per i prodotti energetici più inquinanti ne riduce la propensione all'utilizzo, favorendo i prodotti meno inquinanti.

Ciò detto si riconosce comunque che agli Stati membri deve essere lasciata la flessibilità necessaria per definire e attuare politiche adeguate al loro contesto nazionale.

In questo quadro generale si inseriscono quindi gli oneri fiscali gravanti sull'energia elettrica in Italia, divisi in accise ed Imposta sul Valore Aggiunto. È bene ricordare che l'accisa è un'imposta che grava sulla quantità dei beni prodotti, a differenza dell'IVA che incide sul valore; infatti l'IVA è espressa in aliquote applicate al valore del prodotto, mentre l'accisa si esprime in termini di aliquote rapportate all'unità di misura del prodotto. Nel caso dell'energia elettrica l'aliquota è rapportata al kWh.

L'accisa concorre a formare il valore dei prodotti: ciò vuol dire che l'IVA sui prodotti soggetti ad accisa grava anche sulla stessa accisa, configurandosi, per la quota parte del prezzo finale rappresentata dall'accisa, come una tassa sulla tassa. Attualmente le accise sull'energia elettrica sono definite:

- per le abitazioni (usi domestici) dall'art. 17 del Decreto Legge 23/02/1995 n. 41 convertito dalla Legge 22/03/1995 n. 85;
- per tutti le altre tipologie di consumi, dall'art. 3-bis del Decreto Legge 02/02/2012 n. 16 convertito dalla Legge 26/04/2012 n. 44.

TABELLA 4.19

Quadro complessivo delle imposte sull'energia attualmente in vigore.

ACCISE	EURO (cent/kWh)
USI DOMESTICI	
Forniture per abitazione di residenza anagrafica (prima casa)	
Forniture fino a 3 kW, primi 150 kWh di consumo/mese	esente*
Forniture fino a 3 kW, oltre 150 kWh di consumo/mese	2,27
Forniture oltre 3 kW	2,27
Altre abitazioni (seconda casa)	2,27
ILLUMINAZIONE PUBBLICA	1,21
ALTRI USI	
Forniture fino a 1.200.000 kWh/mese	
Primi 200.000 kWh consumati nel mese	1,25
Consumi oltre 200.000 kWh consumati nel mese	0,75
Forniture oltre 1.200.000 kWh/mese	
Primi 200.000 kWh consumati nel mese	1,25
Consumi oltre 200.000 kWh consumati nel mese	4.820 euro in misura fissa
Per gli altri usi, il regime fiscale in vigore prevede l'esclusione o l'esenzione da accisa per alcuni impieghi dell'energia elettrica, quali ad esempio gli utilizzi per produrre elettricità o mantenere la capacità di produrre elettricità; costruzione ed esercizio di linee ferroviarie per trasporto merci e passeggeri; forniture ad organizzazioni internazionali, rappresentanze diplomatiche, comandi militari degli Stati membri della NATO ad esclusione delle forze armate nazionali.	
IVA	ALIQUOTA
USI DOMESTICI	10%
ILLUMINAZIONE PUBBLICA	22%
ALTRI USI	
Imprese estrattive, agricole e manifatturiere comprese le poligrafie, editoriali e simili, funzionamento degli impianti irrigui e di sollevamento e scolo delle acque da parte dei consorzi di bonifica e consorzi di irrigazione.	10%
Altre attività	22%

* È previsto un meccanismo di assorbimento graduale delle agevolazioni al crescere dei consumi. In particolare, al superamento di una determinata soglia di consumo, il numero di kWh/mese esenti dall'imposta viene progressivamente ridotto di tanti kWh quanti sono quelli che superano la soglia stessa, fino all'eventuale assorbimento di tutti i 150 kWh/mese esenti. Per i clienti con potenza impegnata fino a 1,5 kW, il recupero scatta se viene superato il limite di 150 kWh di consumo mensile; per quelli con potenza impegnata superiore a 1,5 kW e fino a 3 kW, se viene superato il limite dei 220 kWh di consumo mensile.

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

Dal 01/01/2012 sono state soppresse le addizionali comunali e provinciali per le regioni a statuto ordinario, mentre quelle per le regioni a statuto speciale e le province autonome sono state soppresse a decorrere dal 01/04/2012. Le nuove aliquote per gli "altri usi" (non domestici) sono entrate in vigore il 01/06/2012. Il quadro delle imposte sull'energia elettrica attualmente in vigore si presenta dunque come evidenziato in Tabella 4.19.

Sulla base del quadro sopra sintetizzato è possibile dare una valutazione del peso dell'imposizione fiscale sul totale della bolletta elettrica. Per quanto riguarda i consumi domestici, l'AEEGSI definisce un consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW. Per questa tipologia di consumi, il peso del fisco è stimato al 13,4% del totale del prezzo di vendita (valori aggiornati al secondo trimestre 2013). La struttura delle accise fa sì che il regime fiscale applicato agli usi domestici si configuri come moderatamente progressivo, favorendo i piccoli consumatori e penalizzando relativamente i consumi per le seconde case.

Più complesso è il quadro della fiscalità gravante sulle attività produttive. Come già accennato, nel 2012 sono state abolite le addizionali provinciali e comunali sulle accise. Fino a dicembre 2011 e prescindendo dall'IVA la tassazione in vigore presentava un carattere regressivo, tendendo a ridurre la propria incidenza al crescere dei volumi consumati.

Si presentavano in sostanza tre scalini: sino a 200.000 kWh/mese le imprese pagavano sia l'accisa erariale sia l'addizionale provinciale, su tutto il montante di consumo; per volumi compresi tra 200.000 e 1.200.000 kWh/mese versavano integralmente l'accisa dovuta all'erario mentre versavano l'accisa provinciale solo sui primi 200.000 kWh/mese; oltre 1.200.000 kWh/mese infine scattava l'esenzione dell'accisa erariale su tutto il consumo, mentre restava l'onere relativo all'addizionale provinciale sui primi 200.000 kWh/mese.

Il sistema impositivo si presentava dunque come fortemente regressivo: per le imprese con consumi fino a 200.000 kWh/mese il peso delle accise era di 14,5 euro/MWh, scendeva in modo quasi lineare fino a 0,5 euro/MWh per consumi inferiori a 1.200.000 kWh/mese e si riduceva oltre tale limite per tendere a zero per consumi superiori a 10.000.000 kWh/mese.

La riforma entrata in vigore nel giugno del 2012, con l'abolizione delle accise provinciali e comunali, ha mantenuto la struttura a scalini (200.000 kWh/mese; 1.200.000 kWh/mese), attenuandone però la regressività.

Il carico fiscale delle accise gravante sulle piccole imprese (con-

sumi < 200.000 kWh/mese) si riduce, in maniera variabile a seconda dell'importo della precedente addizionale provinciale; complessivamente da un gettito di 1.824 milioni di euro nel 2011 per questa categoria di utenza si passa a un gettito di 1.582 per il 2012, con una riduzione del 13,2%.

Per i consumi appartenenti alla categoria intermedia (tra 200.000 e 1.200.000 kWh/mese) il gettito passa da 180 a 261 milioni di euro, con un aumento del 45%; ancora più sensibile l'aumento per la categoria oltre i 1.200.000 kWh/mese, che vede aumentare il gettito per l'erario da 37 milioni di euro nel 2011 a 85 nel 2012 (più 129%).

Resta comunque la regressività complessiva della struttura delle accise: a fronte di consumi che rappresentano il 64% del totale, i piccoli consumatori forniscono ancora l'82% del gettito, mentre i consumatori intermedi e i grandi consumatori, che rappresentano rispettivamente il 13% e il 23% dei consumi, forniscono il 13% e il 5% del gettito.

La Tabella 4.20 riporta una stima per il calcolo del gettito IVA per l'anno 2012. La difficoltà principale nella stima dell'IVA è quella di separare i costi totali imponibili nelle diverse voci di costo e per le categorie di consumo assoggettate ad aliquote differenti. Questo perché i costi totali per ogni categoria sono calcolati in funzione dei volumi (a volte suddivisi in scaglioni con diversa tariffazione), dei punti di prelievo e di eventuali esenzioni di cui godono alcuni consumatori.

Quindi, partendo dai dati disaggregati sui consumatori, forniti dall'AEEGSI nell'ambito dell'indagine annuale sui settori regolati, sono stati stimati i costi, suddivisi per voci, per le categorie di consumo: domestico, illuminazione pubblica e altri usi con imposizione IVA al 10% e 22%. Tali stime, frutto di elaborazioni RSE, tengono conto per quanto possibile delle peculiarità delle sotto-categorie di

TABELLA 4.20

Stima del totale imponibile per categoria di consumo ai fini del calcolo IVA per l'anno 2012. (Elaborazioni RSE su dati AEEGSI)

Valori in M€	Servizi di vendita	Servizi di rete	Oneri generali	Accisa	IVA
Domestico	7.135	3.710	2.559	534	1.394
Illuminazione pubblica	574	148	249	72	230
Altri usi	20.029	4.675	8.217	2.171	6.137
Imposizione 10%	10.416	863	1.517	401	1.320
Imposizione 22%	9.614	3.812	6.700	1.770	4.817
Totale	27.738	8.533	11.024	2.777	7.760

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

consumatori presenti, in termini di costi applicati ed esenzioni fiscali. Da queste stime risulta un gettito IVA superiore ai 7 miliardi di euro, corrispondenti ad un'aliquota media nazionale del 15%.

4.6

RIASSUNTO DELLA BOLLETTA ELETTRICA NAZIONALE

A conclusione della descrizione di tutte le componenti di costo del sistema elettrico nazionale fornita in questo capitolo, può essere utile riassumere i dati fin qui presentati, raggruppandoli in una sorta di bolletta elettrica nazionale.

La Tabella 4.21 mostra i costi totali sostenuti per la fornitura dell'energia elettrica a livello nazionale nel 2013, a confronto con l'anno precedente, differenziati per i principali costi del sistema elettrico: servizi di vendita (includono l'approvvigionamento, la commercializzazione e vendita e il dispacciamento dell'energia), i costi di rete per trasmissione, distribuzione e misura e gli oneri generali di sistema. Come si nota dal totale della tabella, il sistema elettrico genera un flusso complessivo di cassa superiore a 45 miliardi di euro nel 2013, lievemente in calo rispetto al 2012, dove la spesa totale è stimata in più di 46 miliardi di euro. Questo complessivo è al netto dell'imposizione fiscale di accisa e IVA, che vengono applicate per categoria di consumo, come visto nel paragrafo precedente.

La Tabella 4.22 confronta invece la bolletta elettrica nazionale per gli anni 2012 e 2013, aggiungendo ai costi complessivi per la fornitura di energia elettrica l'imposizione fiscale dell'accisa e dell'IVA. Queste ultime voci incidono per un valore intorno ai 10 miliardi di euro, portando il totale della bolletta nazionale a quasi 55 miliardi di euro nel 2013, contro i 56,2 del 2012. Il calo è da imputare prevalentemente alla contrazione dei consumi elettrici avuta fra il 2012 e il 2013. Tuttavia, a fronte di una riduzione del 3% dei consumi nel 2013, la bolletta complessiva è calata solo di 2 punti percentuali. Di conseguenza, come mostra la Tabella 4.22, il costo medio unitario dell'energia è aumentato, passando da 18,31 c€/kWh nel 2012 a 18,53 c€/kWh nel 2013.

Tale aumento è causato prevalentemente dall'aumento degli oneri generali di sistema (più 24%), che divisi per un consumo inferiore comportano un incremento del costo medio unitario da 3,68 a 4,74 c€/kWh. I costi di rete incidono in misura minore, passando da un costo medio unitario di 2,48 c€/kWh nel 2012 a 2,54 c€/kWh nel 2013.

TABELLA 4.21

Riassunto dei costi totali per gli utenti finali al netto di accisa e IVA.

	Costi per energia elettrica (M euro)	
	2012	2013
Servizi di vendita	27.208	23.787
Approvvigionamento	23.030	18.945
Commercializzazione e vendita	1.240	1.397
Dispacciamento	2.938	3.445
Costi di rete	7.612	7.521
Trasmissione	1.532	1.644
Distribuzione e misura	6.080	5.877
Oneri generali di sistema	11.315	14.062
Componenti A	10.922	13.454
Componenti UC	305	264
UC3 + UC6	55	285
Componente MCT	33	59
Totale	46.135	45.370

TABELLA 4.22

Bolletta elettrica nazionale per gli anni 2012 e 2013.

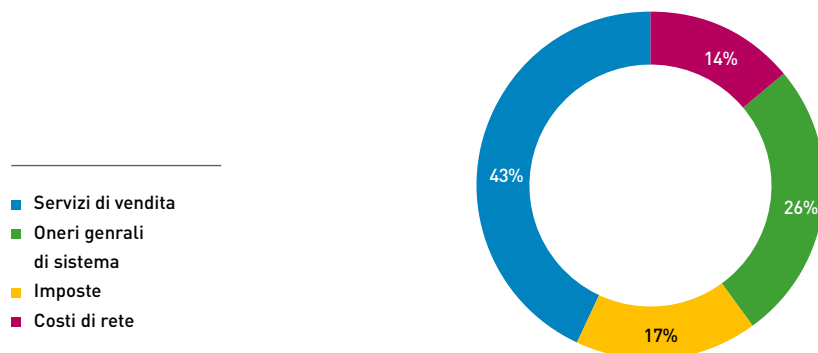
(Elaborazioni RSE su dati AEEGSI)

	Totale milioni di euro	
	2012	2013
Totale servizi di vendita	27.208	23.787
Totale servizi di rete	7.612	7.521
Totale oneri generali	11.315	14.062
Totale accisa	2.777	2.402
Totale netto IVA	48.912	47.772
IVA	7.337	7.166
Totale bolletta	56.249	54.938
Consumi finali [GWh]	307.219	296.529
Costo unitario [c€/kWh]	18,31	18,53

La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti

FIGURA 4.11

Ripartizione percentuale nelle principali voci di costo per l'anno 2013.



La Figura 4.11 mostra in dettaglio il peso percentuale delle singole voci di costo per l'anno 2013. Il 43% della spesa complessiva è destinata ai servizi di vendita, in cui l'approvvigionamento è la componente maggiore, il 26% (ovvero un quarto della bolletta nazionale) è per gli oneri generali di sistema, il 14% è speso per i servizi di trasmissione distribuzione e misura, mentre l'imposizione fiscale pesa per il 17% del totale.

In conclusione dell'analisi si riporta il costo medio annuo per il 2013, sostenuto dall'utente domestico tipo di riferimento per l'Autorità, in regime di maggior tutela con tariffa mono oraria, 3 kW di potenza e 2.700 kWh di consumo annuo.

La Tabella 4.23 mostra il dettaglio delle voci che costituiscono la bolletta; la spesa annua per il 2013 è quindi stimata in 514 euro/anno. La Figura 4.12 mostra come si ripartisce il totale sulle diverse voci di costo. La suddivisione ricalca quella della spesa complessiva del Paese, già vista precedentemente; anche in questo caso i servizi di vendita coprono la maggior parte della spesa (53%), mentre risulta minore l'imposizione fiscale, 13% contro il 17% nazionale (per l'utente domestico l'IVA è al 10% e parte dei consumi sono esenti dall'accisa). Gli oneri generali pesano per 20%, contro il 26% nazionale, mentre i costi di rete hanno un peso in linea con la ripartizione del totale nazionale.

TABELLA 4.23

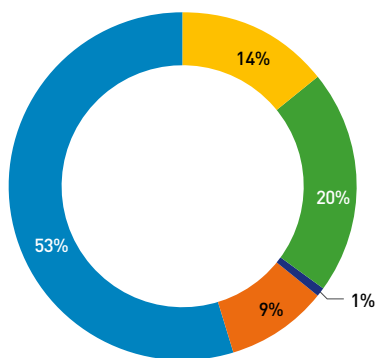
Valore annuo delle componenti di spesa per l'utente domestico tipo.

Anno 2013	Spesa stimata €/anno
Servizi di vendita	274
Costi di rete	71
Oneri generali di sistema	101
Accisa	20
IVA	47
Totale	514

FIGURA 4.12

Ripartizione percentuale nelle principali voci di costo per l'utente domestico tipo nell'anno 2013.

- Servizi di vendita
- Oneri generali
- IVA
- Accisa
- Costi di rete



5

Le criticità del sistema italiano

5.1

CONFRONTI INTERNAZIONALI

Nonostante gli sforzi verso la creazione di un mercato unico europeo dell'energia, i prezzi dell'elettricità agli utenti finali permangono sensibilmente differenziati da Paese a Paese. Tale andamento contrasta nettamente con quello che si osserva nei mercati all'ingrosso, dove i maggiori parametri di riferimento appaiono coerenti.

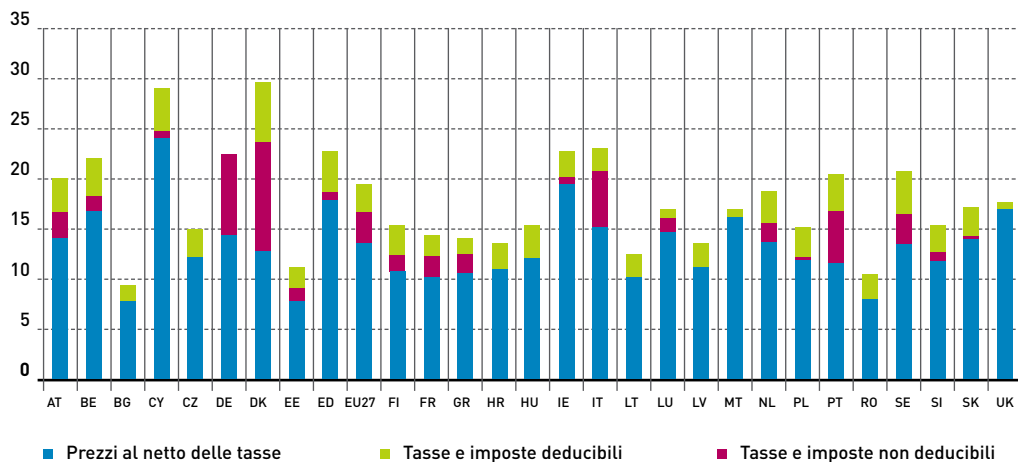
Secondo un recente studio condotto dalla Commissione Europea, in cui sono stati messi a confronto i prezzi dell'energia elettrica non solamente europei, l'introduzione di meccanismi di mercato si è rivelata più difficile a causa di una combinazione di vari fattori.

La dispersione dei prezzi praticati tra gli Stati membri che ne deriva è ben visibile nel grafico di Figura 5.1, in cui sono riportati i prezzi medi dell'energia elettrica per la fascia domestica. Dallo studio della Commissione Europea traspare che il rapporto tra il prezzo più alto e quello più basso praticato negli Stati membri raggiunge quasi il rapporto 4 a 1. Rapporti simili sono osservati per tutti i prodotti energetici (elettricità o gas), tenendo conto anche dei tipi di consumatori (domestici o industriali), fasce di consumo (modesta, medio o grande utilizzatore) e unità monetarie (euro o moneta nazionale).

FIGURA 5.1

Prezzi dell'energia elettrica rilevati nella seconda metà del 2012 per gli utenti domestici (da 2.500 a 5.000 kWh/anno) in c€.

(Fonte: Eurostat)



Il livello di dettaglio con cui le nazioni europee hanno riferito alla Commissione Europea i loro prezzi dell'energia varia in modo significativo e sono presenti numerose disomogeneità. I costi dei servizi di rete e gli oneri di sistema, per esempio, sono stati presentati in alcuni casi sotto un'unica voce, mentre in altri casi sono stati suddivisi in varie componenti separate. L'esempio più saliente è quello della parte di bolletta elettrica relativa al sostegno per la produzione di energia rinnovabile. Questo viene conteggiato nei modi più vari: come costi di approvvigionamento (Belgio, Regno Unito, Spagna), come una parte degli oneri di rete (Repubblica Ceca, Slovacchia, Danimarca) o più comunemente come un prelievo (Austria, Germania e vari altri Stati membri).

Per l'UE nel suo complesso, tra il 2008 e il 2012 i prezzi al dettaglio sono aumentati sia per ciò che riguarda le utenze industriali sia per quelle domestiche, rispettivamente del 17,28% e del 12,87%. Per i consumatori domestici, questo equivale ad un aumento di 29,8 euro per MWh, di cui 17,6 sono attribuibili alle imposte (IVA inclusa).

Nel caso del Regno Unito, per esempio, l'aumento dei prezzi del 11,4% per gli utenti elettrici domestici, causato dai costi crescenti di approvvigionamento, è stato compensato da una diminuzione dei costi di rete. I progetti per finanziare l'efficienza energetica hanno agito come fattore di incremento dei costi, nonostante i prezzi all'ingrosso siano di fatto diminuiti. Per gli utenti industriali, l'attribuzione di una crescita dei costi di rete del 24,5% è stato il fattore più significativo in un aumento del prezzo dell'energia elettrica del 12,8%. La componente più massiccia dei costi inglesi resta comunque il prezzo dell'energia all'ingrosso, mentre gli incrementi in bolletta sono stati guidati dalle tasse e dai costi di rete.

In Spagna i prezzi dell'energia elettrica sul mercato interno sono aumentati vertiginosamente: da un livello leggermente al di sotto della media UE nel 2008 ad un livello decisamente più elevato nel 2012. L'incremento, che è stato del 46,1%, è riconducibile in particolare alla crescita dei costi di distribuzione (che includono, tra gli altri oneri, le fonti energetiche rinnovabili e un finanziamento del disavanzo), un incremento dell'IVA e l'aumento del contributo speciale per le fonti rinnovabili e la cogenerazione.

La Francia, pur rimanendo una delle nazioni occidentali con i prezzi dell'energia elettrica tra i più bassi, ha registrato aumenti tra il 2008 e il 2012 che si aggirano attorno al 27%, imputabili a tutte le singole componenti, in particolare quelle relative al trasporto e alla distribuzione.

La Germania, dal canto suo, ha registrato incrementi superiori al

Le criticità del sistema italiano

20% sia dei prezzi industriali sia di quelli domestici, dovuti in particolare ad aumenti delle imposte e delle tasse legate al finanziamento delle fonti rinnovabili.

Nel caso italiano, come si è già visto nei capitoli precedenti, le variazioni dei prezzi dell'energia elettrica sono state determinate principalmente dagli aumenti degli oneri generali e fiscali, lievitati di oltre il 42% per i consumatori domestici, e più che raddoppiati per gli utenti industriali.

Sempre tenendo presenti le approssimazioni dovute a questi confronti tra dati che presentano spesso delle disomogeneità, come effettivamente riportato nello stesso studio della Commissione Europea, è tuttavia possibile avere una panoramica riassuntiva dell'andamento della media dei prezzi e delle loro componenti principali dal 2008 al 2012, in termini di media europea, come illustrato negli istogrammi delle Figure 5.2 e 5.3.

Nel caso dei prezzi dell'energia elettrica per usi domestici, nel 2012 la componente energia era compresa tra 3,2 c€/kWh (Romania) e 20,4 c€/kWh (Cipro), ed ha inciso percentualmente tra il 18% (Danimarca) e l'82% (Malta).

Per gli utenti industriali tra il 2008 e il 2012 la componente energetica è salita di oltre il 30% in Lituania, mentre è scesa del 40% in Danimarca. I costi di rete sono raddoppiati in Lettonia e in Italia, ma sono scesi del 17% in Romania.

FIGURA 5.2

Evoluzione dei prezzi dell'energia elettrica e delle sue componenti principali dal 2008 al 2012: media europea per gli utenti domestici.

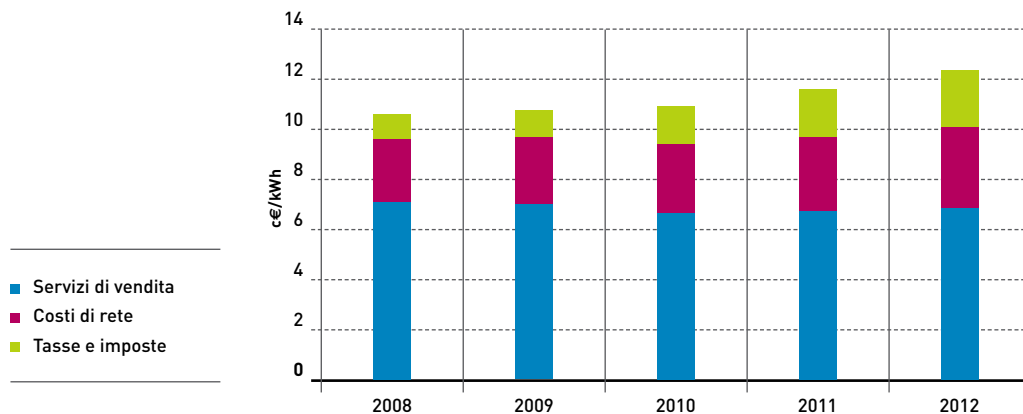
(Fonte: Eurostat)



FIGURA 5.3

Evoluzione dei prezzi dell'energia elettrica e delle sue componenti principali dal 2008 al 2012: media europea per gli utenti industriali.

(Fonte: Eurostat)



La tassazione è aumentata significativamente in Germania, Estonia, Finlandia, Ungheria, Italia, Slovenia e Slovacchia per dare sostegno alle fonti rinnovabili e a interventi di risparmio energetico, come il teleriscaldamento.

Questi aumenti sono stati in certi casi compensati da riduzioni dei finanziamenti in favore del pensionamento dei dipendenti del settore elettrico e a sostegno della ristrutturazione dell'industria carboniera. Ad eccezione di Germania e Italia, tuttavia, la componente fiscale rappresenta una frazione relativamente contenuta dei prezzi all'utenza industriale nella maggior parte di questi Paesi.

Per ciò che concerne il mercato all'ingrosso, infatti, la Figura 5.4 mette in evidenza, in termini di valori medi europei nel periodo 2008-2013, la dipendenza dei prezzi dell'energia elettrica dai prezzi dei combustibili fossili.

Uscendo dall'ambito comunitario, nel 2012 i prezzi dell'energia elettrica per l'utenza industriale nella UE – sempre secondo medie ponderate – sono stati paragonabili a quelli analoghi riportati da Norvegia, Turchia, Cina, Brasile, Ucraina e Messico. Per le nazioni con la bolletta più cara (è il caso di Italia e Cipro) i prezzi sono risultati paragonabili a quelli del Giappone.

I consumatori industriali di Paesi come la Nuova Zelanda, l'India,

Le criticità del sistema italiano

FIGURA 5.4

Andamento dei prezzi medi dell'energia elettrica all'ingrosso, rilevati in Europa tra il 2008 e il 2013 e andamento dei prezzi di gas, carbone e olio (base 100 a gennaio 2008). (Fonte: Platts)

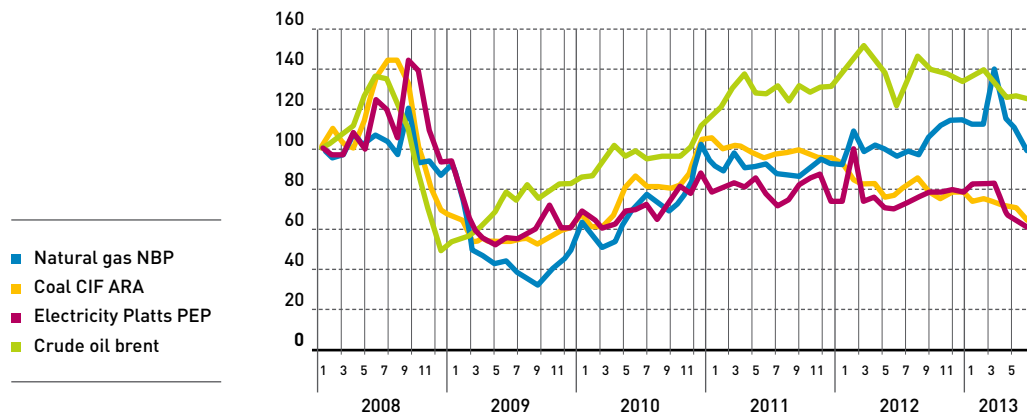
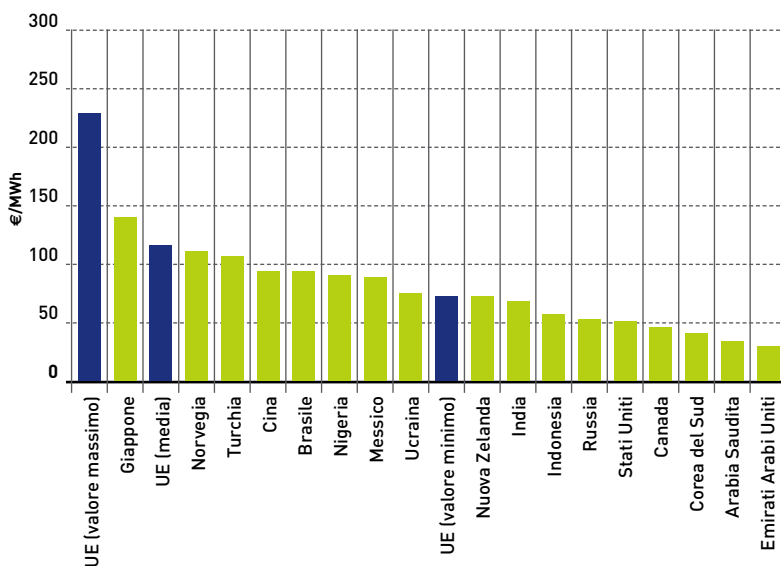


FIGURA 5.5

Confronto tra i prezzi massimi e minimi europei per gli utenti industriali con quelli riscontrati nel 2012 in altre nazioni del mondo. (Fonte: Energy prices and costs report – Energy prices and costs in Europe)



la Russia, l'Indonesia, gli Stati Uniti, l'Arabia Saudita e gli Emirati Arabi Uniti, hanno pagato prezzi inferiori, in alcuni casi ben al di sotto dei prezzi più bassi riscontrati tra i membri della UE.

In media, nel 2012, in tutta l'Unione Europea gli utenti industriali di medie dimensioni hanno pagato, tasse escluse, circa il 20% in più rispetto alle società con sede in Cina, circa il 65% in più rispetto alle imprese in India e più del doppio del prezzo per l'energia elettrica praticato agli utenti con sede negli Stati Uniti e in Russia.

I prezzi dell'elettricità agli industriali in Giappone sono stati invece superiori del 20% a quelli mediamente affrontati dalle industrie europee. I Paesi del Medio Oriente, come l'Arabia Saudita e gli Emirati Arabi Uniti hanno di gran lunga i prezzi più bassi: circa 1/3 di quelli europei. La Figura 5.5 mette infine a confronto i prezzi massimi e minimi europei per gli utenti industriali con quelli riscontrati nel 2012 in altre nazioni del mondo.

5.2

SCENARIO ELETTRICO AL 2030

Nella definizione di uno scenario energetico a medio-lungo termine entrano in gioco più obiettivi che guidano le scelte sulle fonti energetiche e le tecnologie di produzione. Negli ultimi 15 anni, le priorità e gli obiettivi in campo energetico e ambientale fissati a livello di Unione Europea hanno fortemente condizionato le politiche e le scelte dei singoli Stati Membri, chiamati a rispettare gli obiettivi comunitari.

Nel 2009, con il *Pacchetto clima energia*, l'Unione Europea decise di darsi obiettivi autonomi per il 2020 funzionali a continuare la lotta ai cambiamenti climatici, a rafforzare la sicurezza energetica, a stimolare la competitività dei mercati dell'energia; vale a dire le tre priorità strategiche della politica energetico-ambientale europea.

Furono pertanto stabiliti tre obiettivi da conseguire nel periodo 2010-2020: ridurre le emissioni di gas serra del 20% rispetto al 1990 (vincolante); aumentare al 20% la quota dei consumi totali di energia coperta da fonti energetiche rinnovabili (vincolante); ridurre del 20% i consumi totali di energia rispetto al fabbisogno tendenziale. Le scelte di politica energetica attuate dall'Italia negli ultimi anni sono state quindi indirizzate al conseguimento dei suddetti obiettivi.

La Direttiva 2009/28/CE, focalizzata sulla promozione e sviluppo delle energie rinnovabili in Europa, stabilisce per l'Italia, entro il 2020, l'obbligo di assicurare un contributo di tali fonti pari al 17% ri-

Le criticità del sistema italiano

spetto al consumo finale lordo. Nel giugno 2010 l'Italia ha trasmesso all'Unione Europea il proprio Piano d'Azione Nazionale¹ con il quale ha indicato come ripartire l'obiettivo del 17% tra i settori elettrico, termico e dei trasporti, fornendo i trend di crescita delle diverse fonti energetiche, relativamente al periodo 2010-2020.

Successivamente, nel marzo 2013, con la nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN)², si propone il superamento degli obiettivi fissati dalla direttiva 2009/28/CE, introducendo nuovi traguardi più ambiziosi:

- riduzione del 21 % delle emissioni di GHG al 2020 rispetto al 2005;
- quota di energie rinnovabili elevata al 19-20% rispetto al consumo interno lordo (indicando 120-130 TWh di produzione elettrica da fonte rinnovabile al 2020).

In questo contesto appare evidente che la riduzione del costo dell'energia, con il conseguente positivo effetto sulla competitività economica, non può porsi come unico obiettivo della politica energetica del nostro Paese, ma deve essere perseguito congiuntamente alla riduzione delle emissioni climalteranti, che porta a favorire l'impiego delle fonti rinnovabili e di combustibili a basso tenore di carbonio, e all'incremento della sicurezza degli approvvigionamenti, che impone di ridurre la dipendenza energetica dall'estero e la diversificazione delle fonti energetiche e dei Paesi di origine.

Peraltro l'approccio "multi obiettivo" alla base della politica energetico-ambientale è stato recentemente ribadito dalla Commissione Europea nella comunicazione che ha aperto la discussione sui nuovi obiettivi da conseguire a livello di Unione Europea e che si concluderà con la definizione del *pacchetto 2030*.

Lo scenario per l'Italia che prendiamo in esame in questa analisi è uno "scenario di riferimento" realizzato nell'ambito di un'attività svolta congiuntamente con ENEA utilizzando un modello di simulazione del sistema energetico italiano (TIMES-Italia) e un modello del mercato elettrico italiano (SMTSIM). Tale scenario raggiunge gli obiettivi indicati dalla SEN al 2020 e prosegue nel decennio successivo senza inserire ulteriori interventi normativi e regolatori – oltre a

¹ Piano d'Azione Nazionale (PAN), 30 giugno 2010, emanato dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente.

² "Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile" allegato al Decreto Interministeriale MSE – MATTM dell'8 marzo 2013.

quelli già in essere – a favore delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Esaminando lo scenario al 2030 nella sua parte relativa al sistema elettrico, occorre in primo luogo definire l'andamento dei prezzi dei combustibili (in particolare gas naturale e carbone) ipotizzati per il periodo di analisi. A tal riguardo si è fatto riferimento alle ipotesi utilizzate dalla Commissione Europea per la proposta di *pacchetto 2030*, che prevedono un trend in marcata crescita del prezzo del gas naturale (fino a 36 €₂₀₁₀/MWh al 2030) e in leggera crescita per il carbone. Il prezzo dei permessi di emissione di CO₂ rimane al di sotto dei 15 €₂₀₁₀/t fino al 2025, per poi crescere fino a oltre i 30 €₂₀₁₀/t al 2025.

Sul fronte del fabbisogno elettrico, lo scenario al 2030 prevede l'attuazione di azioni di efficientamento dei consumi elettrici grazie alle nuove misure previste fino al 2020 (ad esempio, i Certificati Bianchi) e successivamente un proseguimento determinato dalle policy già avviate, senza ulteriori nuove misure. Per la produzione industriale si contabilizzano inoltre gli effetti di uno spostamento verso produzioni meno *energy intensive*.

La riduzione dei consumi, conseguita grazie agli interventi di efficientamento previsti nello scenario al 2030, è comunque superata dall'incremento dei consumi elettrici dovuto sia alla crescita delle domande di servizio nei settori residenziale, terziario e industria, sia all'aumento del vettore elettrico nel consumo di energia (dal 20,7% dei consumi finali del 2010 al 23,6% al 2030).

A tale aumento contribuiscono una moderata diffusione di veicoli elettrici e l'incremento nell'utilizzo di pompe di calore per il riscaldamento nei settori civili. L'esito complessivo di queste tendenze è per il 2030 una crescita del fabbisogno alla rete³ a 384 TWh rispetto ai 330 TWh del 2010.

Alla copertura del fabbisogno elettrico continuano a contribuire anche al 2030 le importazioni elettriche, prevalentemente sulla frontiera Nord, per una quota ancora rilevante (31,6 TWh), seppure in calo rispetto ai valori di questi ultimi anni (43 TWh).

Al 2030 la produzione elettrica nazionale (360 TWh) è costituita da una quota rilevante di fonti rinnovabili (circa 133 TWh); in particolare cresce significativamente la quota delle cosiddette fonti rinnovabili non programmabili – il fotovoltaico e l'eolico – che raggiungono insieme i 55 TWh. Per il fotovoltaico si prevede uno sviluppo fino a 24,1 GW di potenza installata, con una parte consistente di

³ Consumi elettrici finali incrementati delle perdite di rete.

Le criticità del sistema italiano

impianti di media taglia che operano in autoconsumo.

Nella Figura 5.6 si riporta una sintesi della nuova potenza FER installata nel periodo 2014-2030.

La crescita della produzione da fonti rinnovabili non programmabili è resa possibile da una progressiva riduzione dei costi di investimento di tali tecnologie che va di pari passo con la loro diffusione. Nelle tabelle che seguono si riportano i costi ipotizzati per ciascuna tecnologia di produzione rispettivamente al 2020 e al 2030. In Tabella 5.1 sono riportate le assunzioni di costo sotto le quali sono state effettuate le valutazioni sulla previsione degli incentivi.

Da tali assunzioni si ricava una classifica del costo di produzione medio sulla vita degli impianti per le diverse fonti/tecnologie di interesse. La classifica è riportata nelle seguenti Figura 5.7 per il 2020 e Figura 5.8 per il 2030. La linea orizzontale tratteggiata è il costo LCOE della produzione da gas naturale.

Come si può facilmente evincere da tali figure, pur riducendosi i costi di investimento, una parte dei nuovi impianti a fonti rinnovabili ha ancora necessità di una qualche forma di sostegno per vincere la concorrenza degli impianti convenzionali.

A tal riguardo, per tutti i nuovi impianti a fonti rinnovabili ad

FIGURA 5.6

Nuova capacità di impianti di produzione a fonti rinnovabili installata tra il 2014 e il 2030.

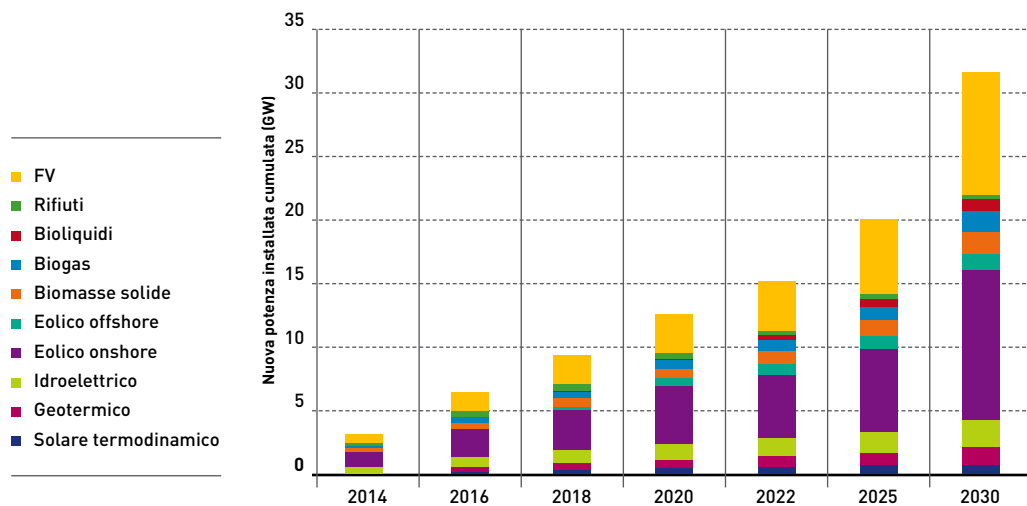


TABELLA 5.1

Costi dei nuovi impianti di produzione a fonte rinnovabile al 2020 e 2030.

	FV integrato <20/<200 kW		FV grandi impianti		Eolico onshore		Idro <1 MW		Idro <5 MW	
	2020	2030	2020	2030	2020	2030	2020	2030	2020	2030
Costi di investimento specifici (M€/MW)	2/1,6	1,5/1,1	1,2	0,9	1,25	1	4,25	4	2,4	2,35
Costi fissi di esercizio (M€/MW/anno)	0,035/0,025	0,035/0,025	0,01	0,013	0,02	0,02	0,08	0,08	0,032	0,032
Ore di funzionamento	1.100	1.100	1.350	1.350	1.650	1.700	3.500	3.500	3.500	3.500
Costi combustibile (€/Gcal)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

	Biomasse solide (*)		Bioliquidi (*)		Biogas agro		Geotermico convenzionale		Solare termodinamico	
	2020	2030	2020	2030	2020	2030	2020	2030	2020	2030
Costi di investimento specifici (M€/MW)	5,5	4,5	0,82	0,8	2,9	2,7	3,5	3,2	5	4
Costi fissi di esercizio (M€/MW/anno)	0,06	0,05	0,03	0,02	0,06	0,055	0,08	0,11	0,15	12
Ore di funzionamento	5.100	5.100	3.100	3.600	5.300	5.300	7.500	7.500	3.700	3.700
Costi combustibile (€/Gcal)	7,12	8,3	46	61	19	21	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

(*) Impianti cogenerativi

eccezione del FV integrato nei siti di consumo, è stato previsto un incentivo diretto, per unità di energia prodotta, che garantisce all'investitore una adeguata remunerazione dell'investimento. La spesa per l'incentivazione per i nuovi impianti risultante da tale valutazione è riportata in Figura 5.9. Essa include sia gli incentivi per la realizzazione di nuovi impianti sia quelli previsti per i rifacimenti di impianti giunti a fine vita tecnica che vengono rimessi a nuovo tramite la sostituzione dei componenti principali.

Per quanto riguarda le nuove installazioni fotovoltaiche, si ipotizza che il 40% della nuova potenza sia situata prevalentemente presso i siti di consumo, dove la produzione FV viene utilizzata in parte rilevante per autoconsumo. In tale situazione il FV potrà beneficiare di forme di incentivazione connesse alla sua integrazione con il consumo: in particolare, la detrazione fiscale dell'investimento, la

Le criticità del sistema italiano

FIGURA 5.7

Ordine di merito del costo di produzione medio sulla vita (LCOE) dei nuovi impianti di produzione rinnovabile al 2020.

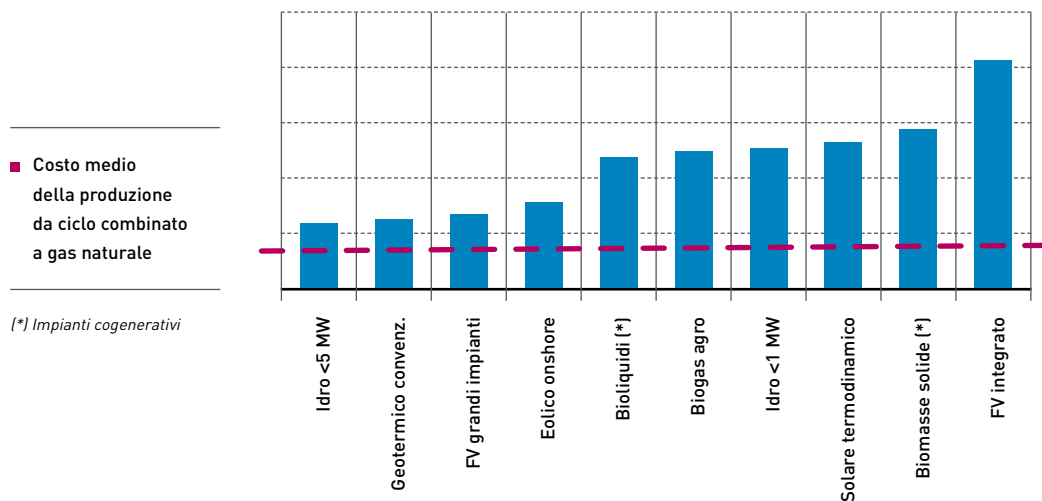
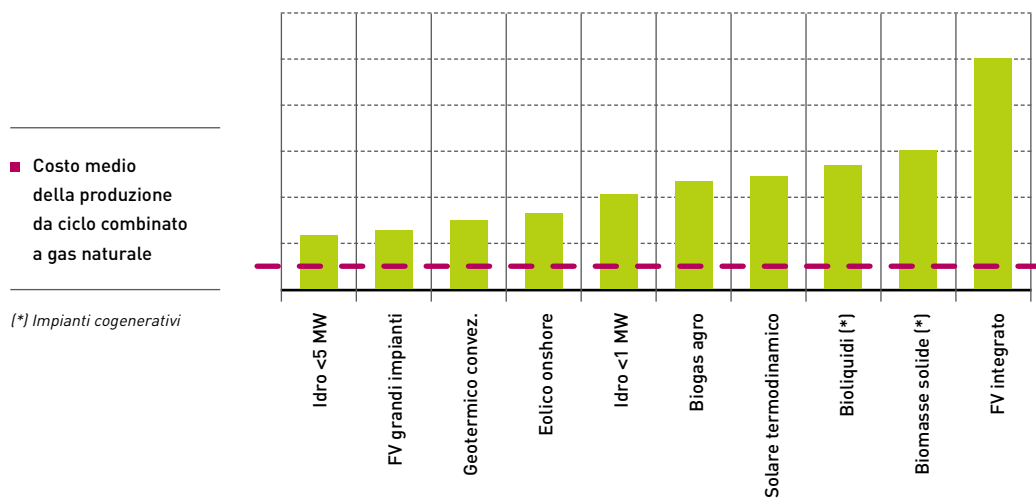


FIGURA 5.8

Ordine di merito del costo di produzione medio sulla vita (LCOE) dei nuovi impianti di produzione rinnovabile al 2030.



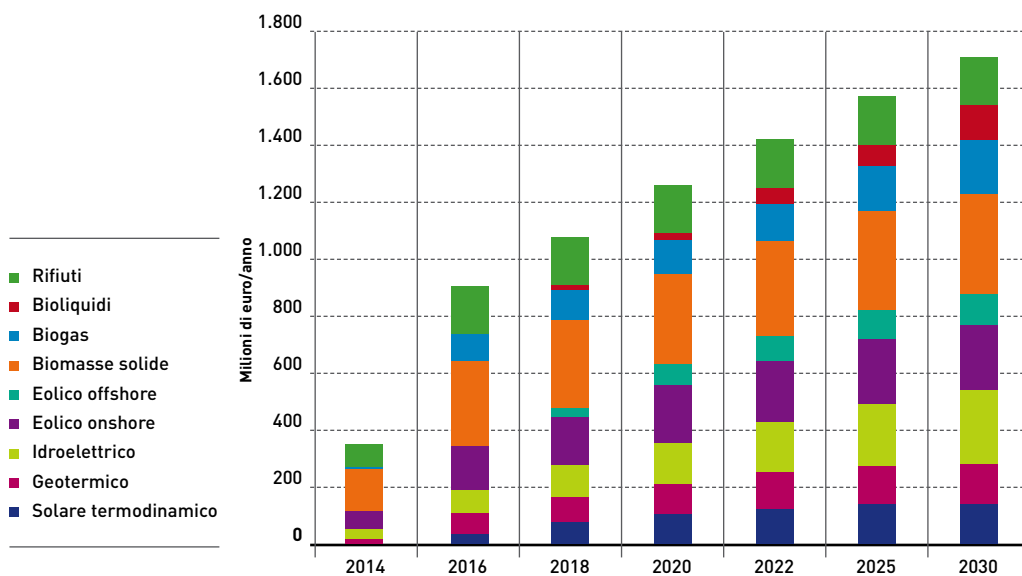
parziale esenzione degli oneri di rete e di sistema per l'energia auto-prodotta, il mantenimento dello scambio sul posto per gli impianti di piccola taglia.

La restante produzione nazionale al 2030 (227 TWh) è garantita da fonti fossili, con un contributo prevalente del gas naturale (177 TWh) e del carbone (circa 43 TWh). Si noti che non figura alcuna produzione da fonte nucleare, che pure contribuirebbe alla riduzione di gas serra, in quanto, stanti le recenti scelte del nostro Paese in materia, si ritiene non ipotizzabile l'entrata in servizio di nuove centrali nucleari entro il 2030. La necessità di ridurre l'impiego dei combustibili fossili anche per la produzione di calore determinerà un mantenimento della cogenerazione ad alto rendimento, da parte di impianti termoelettrici alimentati da gas naturale, da prodotti petroliferi e da residui di lavorazione (in impianti petrolchimici) e da biomasse.

Nello specifico, si ipotizza che al 2030 l'energia elettrica prodotta

FIGURA 5.9

Spesa annua per l'incentivazione diretta della produzione da fonte rinnovabile degli impianti costruiti/rinnovati a partire dal 2014.



Le criticità del sistema italiano

da impianti cogenerativi⁴ raggiunga 82 TWh a cui corrisponde una quantità di calore utile inferiore (circa la metà della produzione elettrica). Sul totale di energia elettrica prodotta in cogenerazione, almeno 51 TWh saranno utilizzati in autoconsumo, che – analogamente a quanto visto per gli impianti fotovoltaici – potranno così beneficiare delle agevolazioni concesse ai Sistemi Efficienti di Utensila e alle Reti Interne di Utensila.

Occorre sottolineare che gli impianti termoelettrici, e in particolare quelli non cogenerativi, dovranno funzionare in modalità flessibile, cioè con frequenti accensioni e spegnimenti e variazioni di carico, per compensare l'aleatorietà degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e garantire così la sicurezza del sistema elettrico. A tal riguardo si prevede un'importante operazione di flessibilizzazione degli attuali cicli combinati, dal costo complessivo di circa 400 milioni di euro, che gli operatori si ripagheranno principalmente con i proventi del mercato dei servizi di dispacciamento e, in parte, con la remunerazione della capacità (vedi di seguito) e con i proventi del mercato dell'energia.

Per garantire al sistema elettrico del 2030 un adeguato livello di flessibilità si procederà anche al potenziamento dei sistemi di accumulo (impianti di pompaggio e nuovi sistemi di accumulo elettrochimico), al fine di consentire sia l'immagazzinamento dell'energia in eccesso nei periodi di elevata produzione da fonti rinnovabili (accumulo per servizio in energia), sia i servizi di regolazione di frequenza e tensione (accumulo per servizio in potenza). Nello scenario studiato si è ipotizzato di installare nuovi sistemi di accumulo per una potenza pari a 0,8 GW con capacità di accumulo pari a 6 ore. Il costo di tali sistemi è stato stimato nell'ordine di 1 miliardo di euro, remunerati in parte dal saldo tra vendita e acquisto dell'energia immessa e prelevata dai sistemi di accumulo, in parte dai servizi di riserva che essi garantiscono e in parte dalla remunerazione della capacità prevista a garanzia dell'adeguatezza e della sicurezza del sistema elettrico.

Sulla base della composizione della produzione al 2030 sopra descritta, dei costi dei combustibili e della CO₂, nonché dello stato

⁴ Con il termine "cogenerativo" si intende un impianto che produce in modo combinato energia elettrica e calore utile, a prescindere dal rapporto fra i due vettori e dagli indici energetici. Non va intesa necessariamente come "Cogenerazione ad Alto Rendimento", che costituirà quindi una parte, ancorché rilevante, della produzione in cogenerazione qui indicata.

della rete elettrica, è stato calcolato, mediante il simulatore di mercato SMTSIM, il prezzo medio di vendita dell'energia (PUN) che si avrebbe sul mercato del giorno prima. Esso è pari a 91 €₂₀₁₀/MWh, in crescita rispetto al prezzo odierno per effetto dell'incremento del prezzo del gas e dei permessi per la CO₂ che determinano un rialzo del costo di produzione degli impianti a ciclo combinato e quindi del prezzo marginale nel mercato elettrico all'ingrosso.

Anche la rete elettrica richiede importanti interventi per far fronte alle mutate condizioni del sistema elettrico al 2030. Essa dovrà essere adeguatamente potenziata a livello di rete di trasmissione per eliminare i colli di bottiglia e consentire il trasporto della potenza dalle aree geografiche in cui è concentrata la produzione da fonti rinnovabili (Sud e isole) a quelle con maggior concentrazione della domanda, e diffusamente riqualificata a livello di rete di distribuzione, per permettere la gestione della grande quantità di generazione di piccola taglia ad essa connessa. In tal senso, si considerano come effettivamente attuati gli sviluppi previsti dal Piano di Sviluppo 2013 di TERNA, per i quali sono già programmati investimenti per circa 9 miliardi di euro.

Per quanto riguarda la rete di distribuzione, i potenziamenti attesi derivano principalmente dal citato incremento della penetrazione della generazione da fonte rinnovabile non programmabile, più in generale della Generazione Distribuita (impianti a biomasse e cogenerativi), abbinato all'incremento dei consumi elettrici.

Lo scenario così disegnato comporta un incremento dei flussi energetici bidirezionali, già oggi presenti, tra la RTN e le reti di distribuzione, richiedendo una decisa accelerazione nel rinnovamento dell'infrastruttura di distribuzione verso il paradigma smart grid. La necessità di incrementare l'osservabilità e la controllabilità della rete di Media e di Bassa Tensione, coinvolgendo in parte la generazione distribuita stessa, comporta non solo la costruzione di nuove Cabine Primarie (circa 200) e Cabine Secondarie (circa 40.000) ma soprattutto l'aggiornamento dell'estesissima infrastruttura esistente: nelle zone rurali per accogliere la ulteriore generazione distribuita, nelle zone urbane per i nuovi utilizzi del vettore elettrico.

Si è ipotizzato, per esempio, che la potenza aggiuntiva da FV sia connessa per il 95% alle reti di distribuzione, con una suddivisione tra i livelli di tensione che accentua l'attuale dicotomia (impianti per autoconsumo e, in grado minore, impianti di taglia più elevata in *market parity*). Si prevede un aggiornamento mirato di una parte delle Cabine Secondarie e della maggioranza delle Cabine Primarie preesistenti, nonché dei Centri Operativi: la numerosità elevata degli

Le criticità del sistema italiano

elementi coinvolti comporta investimenti sicuramente significativi, tuttavia indispensabili per raggiungere gli obiettivi di flessibilità prima riassunti. Nel calcolo non sono stati inclusi sistemi di accumulo elettrochimico eserciti direttamente dal distributore, stante la difficoltà di ipotizzare modelli di business ragionevoli per l'erogazione di servizi di natura locale non ancora delineati.

L'infrastruttura di telegestione dei contatori elettronici, che per raggiunto limite della vita tecnica andrà chiaramente rinnovata entro il 2030, dovrà rispettare requisiti funzionali specifici per abilitare la *gestione della domanda* e la ricarica di veicoli elettrici presso le singole utenze, requisiti in larga parte già previsti nelle attuali specifiche di sviluppo. Con riferimento al tema dei veicoli elettrici, ai fini dei calcoli qui riassunti si sono considerati solo i punti di ricarica veloci in media tensione, ipotizzando che gli investimenti per altre tipologie di punti di ricarica siano compensati tramite le tariffe specifiche per gli utilizzatori del servizio.

Per i potenziamenti sopra delineati alla rete di distribuzione si prevedono, complessivamente, investimenti pari a circa 7 miliardi di euro. Si evidenzia, inoltre, come l'indisponibilità di piani di sviluppo a medio-lungo orizzonte, confrontabili con quanto visto per la rete di trasmissione, renda più complesso stimare gli investimenti per la traiettoria base. Infine, la porzione significativa di adeguamenti che riguarda l'infrastruttura ICT (*Information and Communication Technology*) risente di un grado elevato di incertezza legato al tasso di evoluzione molto rapido, e per certi versi non quantificabile, che caratterizza tale settore.

I costi al 2030 del sistema elettrico nello scenario analizzato sono riportati, in valori monetari costanti €₂₀₁₀, in Tabella 5.2 e sono messi a confronto con i costi del sistema elettrico sostenuti nel 2013, risultanti dall'analisi del Capitolo 4. In primo luogo occorre osservare che il prezzo unitario (c€/kWh) dell'energia elettrica per un utente "medio", ottenuto dividendo i costi complessivi del sistema elettrico per il valore annuo dell'energia consumata, cresce del 10% circa, passando da 16,1 a 17,7 c€/kWh. Oltre all'incremento del costo dell'energia e dei costi di rete dei quali si è detto in precedenza si registra un incremento dei servizi di dispacciamento dovuto in particolare a due componenti, esplicitate qui di seguito.

Uplift. Questa voce è supposta in crescita per effetto dell'aumento della volatilità e dell'incertezza introdotte nel sistema dalla crescita ulteriore di fonti rinnovabili non programmabili (FV, eolico, biogas, motori biofuel). Il tasso di crescita previsto tiene conto di

due aspetti: le cause di aumento e le misure atte a contenerlo. L'aumento di FRNP richiede inevitabilmente maggiori margini di riserva che devono essere garantiti al sistema elettrico sia per gestire l'intermittenza della domanda residua, sia l'incertezza legata alla produzione rinnovabile; l'aumento è supposto in linea con il trend evolutivo degli ultimi anni. Le misure di contenimento riguardano gli incrementi di flessibilità del parco termoelettrico e l'aggiunta di ulteriori risorse di flessibilità quali gli accumuli.

Un'ulteriore risorsa che contribuirà a ridurre il costo dell'*uplift* sarà la responsabilizzazione dei produttori di FRNP, che sarà stimolata imputando anche ad essi gli oneri di sbilanciamento.

Remunerazione esplicita della disponibilità di capacità produttiva.

Segue lo schema proposto dall'AEEGSI nella delibera ARG/elt 98/1 e s.m.i. e recentemente approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico⁵. A fronte di un premio annuo espresso in €/MW di potenza impegnata, il meccanismo impegna i proprietari di impianti programmabili a garantire una disponibilità di capacità produttiva per un quantitativo stabilito da TERNA, ritenuta necessaria per evitare deficit di generazione o situazioni critiche (ad esempio, nelle situazioni in cui la produzione da fonti rinnovabili è bassa e la domanda è sostenuta).

È stato ipotizzato un premio medio annuo di 20.000 €/MW (fissato con riferimento ai costi di investimento e ai costi fissi di un impianto turbogas a ciclo aperto), applicato a 70.000 MW di potenza programmabile. Si è supposto che l'importo complessivo per la remunerazione della capacità includa anche la remunerazione delle capacità essenziali per la sicurezza del sistema, voce a parte prima dell'introduzione della remunerazione della capacità per effetto della delibera ARG/elt 98/11 e s.m.i..

A mitigare i costi dei servizi di dispacciamento contribuisce una riduzione del costo del servizio di interrompibilità, a seguito di una riduzione della quantità di potenza interrompibile e della sua remunerazione unitaria.

Relativamente alle rimanenti voci di costo, si registra un aumento dei costi di rete conseguenti ai potenziamenti della trasmissione e alla distribuzione e una diminuzione degli oneri di sistema, in quanto al 2030 si saranno esauriti gli elevati incentivi agli impianti

⁵ Decreto Ministeriale del 30 giugno 2014.

Le criticità del sistema italiano

TABELLA 5.2

Costi del sistema elettrico – Stime al 2030 e raffronto con i dati 2013
(valori in €₂₀₁₀).

	2013		2030	
	M€		M€	
Costo energia		18.945		34.700
Costi di dispacciamento		3.445		4.840
Uplift	2.101		2.500	
Mancata produzione eolico	6		0	
Unità essenziali	383		0	
Funzionamento TERNA	183		200	
Capacity market	145		1.700	
Interrompibili	627		370	
Commercializzazione e vendita		1.397		1.320
Costi di rete (T&D)		7.521		8.850
Trasmissione	1.532		2.450	
Distribuzione e misura	5.877		6.400	
Oneri di sistema		14.062		9.990
A2	170		0	
A3	12.763		8.610	
A4 – Regimi tariffari	459		350	
A5	44		80	
Altro	429		100	
Contributo per CB	197		850	
Accise		2.405		3.500
TOTALE		47.775		63.200
Richiesta di energia annua (TWh)		296,5		358
Costo medio energia elettrica – IVA esclusa (c€/kWh)		16,1		17,7

a fonti rinnovabili realizzati nel decennio 2000-2010, mentre gli impianti che entrano in esercizio nei due decenni successivi richiedono una minore intensità di incentivazione. La riduzione degli incentivi agli impianti rinnovabili è controbilanciata solo parzialmente dai maggiori oneri per le misure di supporto all'efficienza energetica (Certificati Bianchi), che rendono possibile la rilevante riduzione di consumi ipotizzata.

Occorre sottolineare che non è possibile ricondurre le precedenti valutazioni relative al prezzo unitario medio dell'energia elettrica ad una specifica classe di clienti, in quanto i costi di dispacciamento, di rete e gli oneri di sistema sono suddivisi in proporzioni diverse tra le

diverse classi. In particolare, vi sono determinate tipologie di consumi (ad esempio, l'energia autoconsumata o la domanda di imprese ad alto consumo di energia elettrica) che sono esentate dal pagamento di parte degli oneri di sistema.

Di fatto, queste esenzioni costituiscono una forma di incentivo implicito per chi ne beneficia. Nello scenario al 2030 si è ipotizzato che il rilevante sviluppo previsto per la produzione fotovoltaica, così come il mantenimento della cogenerazione ad alto rendimento siano sospinti dalla permanenza della parziale esenzione degli oneri di sistema e costi di rete per l'energia autoconsumata, anche nell'ambito di cosiddetti Sistemi Efficienti di Utenza (SEU).

Questa scelta da un lato porta a contenere l'esborso complessivo per incentivazione diretta delle fonti rinnovabili (componente A3), ma dall'altro riduce significativamente la base di energia consumata sulla quale graveranno tutti i costi di rete e gli oneri di sistema, con conseguente aggravio della bolletta per i consumatori che non godono di esenzioni.

Le azioni necessarie per il prossimo ventennio e il ruolo della ricerca

Il costo dell'energia elettrica in Italia risulta particolarmente elevato per una serie di motivi: la composizione delle fonti energetiche utilizzate, la generosità degli incentivi finora concessi alle rinnovabili, le limitazioni della capacità di trasporto della rete che non sempre consentono lo sfruttamento delle fonti di energia a più basso costo variabile, il peso della fiscalità.

Molte di queste problematiche possono essere affrontate e in parte risolte, almeno nel medio-lungo termine; tuttavia non è realistico porsi l'obiettivo di una riduzione in termini reali del costo dell'energia, ma piuttosto quello di un progressivo recupero di competitività nei confronti dei Paesi confinanti e nostri naturali partner/concorrenti commerciali, pur in un quadro complessivo di incremento dei prezzi dell'energia.

Non si può ritenere realistica una riduzione dei costi, dal momento che l'evoluzione del mix di fonti primarie non è oggi, e a maggior ragione non sarà in futuro dettata da sole considerazioni di costo. La politica energetica italiana seguirà con ogni probabilità gli indirizzi europei, che dichiaratamente puntano anche per i prossimi decenni ad una sempre più marcata "decarbonizzazione" della produzione energetica. Tale vincolo non può che determinare scelte, pur attente ai costi, in ogni caso non ottimali sotto lo stretto profilo economico.

Ciononostante, è indispensabile perseguire una linea di contenimento dei costi dell'energia, mettendo in campo tutte le azioni

FIGURA 6.1

Installazione presso una centrale termoelettrica di un impianto pilota di cattura della CO₂ basato su un processo innovativo sviluppato da RSE.



regolatorie, tecnologiche e industriali che consentano di coniugare la riduzione delle emissioni, la sicurezza di approvvigionamento e la competitività economica.

Vengono nel seguito delineate alcune azioni ritenute efficaci a questi fini e se ne deducono le principali priorità per le attività di ricerca e sviluppo. Il riferimento è allo scenario del sistema elettrico al 2030, precedentemente illustrato, che ha tenuto conto nel definire i costi di una prevedibile evoluzione tecnologica e normativa nei diversi settori, adottando ipotesi da ritenersi sufficientemente certe. In questo capitolo ci si propone di definire obiettivi più sfidanti, in modo da evidenziare quale potenziale di ulteriore miglioramento economico è possibile oggi intravedere correlando tale miglioramento a specifiche azioni di ricerca e sviluppo. Tutto questo nella consapevolezza da un lato che le stime di impatto economico non possono che essere intese come indicazioni di larga massima, dall'altro che non è ovviamente possibile assicurare a priori il pieno successo di tutte le azioni prospettate.

6.1

L'EFFICIENZA ENERGETICA

La riduzione dei consumi, a parità di effetto utile (produzione industriale, servizi, comfort abitativo) rappresenta indubbiamente la prima via da percorrere, in quanto tendenzialmente soddisfa tutti e tre gli obiettivi citati: riduce l'esborso, la dipendenza da fonti estere, le emissioni di gas serra.

Sfortunatamente, tali fondamentali benefici non sono raggiungibili, di norma, senza un adeguato livello di investimenti, che possono riguardare l'ammodernamento dei processi produttivi, l'impiego di componenti più efficienti, la realizzazione di nuovi impianti di produzione di elettricità e calore, il miglioramento delle prestazioni energetiche degli edifici, eccetera.

Occorre quindi selezionare gli interventi che determinino un'adeguata remunerazione degli investimenti, applicando un ragionevole livello di incentivazione (defiscalizzazione e/o Titoli di Efficienza Energetica) al fine di spingere il mercato in questa direzione senza gravare in modo significativo il costo dell'elettricità e nemmeno la fiscalità generale con nuovi ed eccessivi oneri.

Da questo punto di vista, e non solo, sarebbe anche da rivedere il livello di remunerazione garantito all'interrompibilità che può risultare di fatto un disincentivo alla ricerca di una maggiore efficienza,

Le azioni necessarie per il prossimo ventennio e il ruolo della ricerca

proprio da parte dei più grandi consumatori di energia che dovrebbero più di altri essere spinti verso la riduzione di perdite e sprechi.

Va tenuto presente che le azioni volte alla maggiore efficienza energetica in alcuni casi corrispondono ad uno spostamento dei consumi da altri vettori verso quello elettrico: si pensi ad esempio alla penetrazione del veicolo elettrico nel settore trasporti e di quello delle pompe di calore nel riscaldamento urbano. Tali azioni apparentemente conducono ad un maggior esborso per l'acquisto di elettricità, ma quasi certamente determinano vantaggi economici complessivi per i consumatori e le aziende.

In questo ambito il ruolo della ricerca è in primo luogo quello di sviluppare materiali, processi e sistemi che realizzino una maggiore efficienza, sia nella fase di conversione dell'energia (ad esempio, materiali per temperature più elevate, meglio resistenti ad ambienti aggressivi, consentono un incremento dei rendimenti dei cicli termodinamici) sia nel suo utilizzo finale (ad esempio, nuovi materiali con migliori proprietà termiche e ottiche per gli involucri degli edifici, nuovi fluidi di lavoro e cicli termodinamici per le pompe di calore reversibili, processi più efficienti per le industrie maggiormente energivore).

In secondo luogo, la ricerca è in grado di fornire strumenti di calcolo e metodi completi per la valutazione energetica, economica e ambientale di nuovi insediamenti abitativi e nuove produzioni industriali, ma soprattutto per interventi di miglioramento energetico dell'esistente, a partire da sperimentazioni pilota sui casi di maggiore impatto e replicabilità.

Si può valutare che le soluzioni innovative sviluppate possano determinare, all'orizzonte 2030, una riduzione di alcuni punti percentuali, sia in termini di combustibili, attraverso una maggiore efficienza di conversione dei combustibili in energia elettrica, sia mediante una riduzione dei consumi di elettricità negli usi finali. Assumendo come obiettivo per le azioni di ricerca e di innovazione una riduzione del 3% sulla domanda complessiva di energia elettrica e del 4% sui consumi dei combustibili relativi al 20% della produzione termoelettrica, il risparmio monetario associato a questi interventi è stimabile nell'ordine di 2 miliardi di euro.

6.2

LA COMPETITIVITÀ DELLE FONTI RINNOVABILI

Nel campo della generazione elettrica, gli sforzi di ricerca e innovazione industriale devono essere prioritariamente indirizzati verso la riduzione dei costi di produzione da fonti rinnovabili, essendo

questo il settore nel quale si concentrerà la gran parte degli investimenti in nuova capacità produttiva. Tale considerazione riguarda indifferentemente tutte le fonti – solare, eolica, biomasse, eccetera – ma per semplicità di ragionamento ci si concentra in questa sede sul fotovoltaico, tecnologia che indubbiamente avrà un peso determinante, non necessariamente perché più competitiva, ma certamente perché meno soggetta di altre a limitazioni della fonte energetica o delle aree territoriali adatte.

Non si vuole in questa sede affrontare il complesso tema di quale, fra le diverse linee tecnologiche emergenti, possa risultare determinante; ci si limita a considerare che le attività di ricerca e sviluppo, siano esse relative ai materiali fotovoltaici, alle strutture di cella e di sistema, all'incremento dell'efficienza o al miglioramento della stabilità e delle prestazioni durante la vita, continueranno ad essere guidate dall'obiettivo della riduzione del costo dell'energia generata, attraverso l'impiego di materiali a basso costo in quanto ampiamente reperibili, lo sviluppo di soluzioni ad elevata concentrazione, la realizzazione di celle ad altissima efficienza, l'elevata automazione dei processi produttivi e l'incremento della relativa produttività.

Come risultato di queste attività, ci si attende di poter accelerare il processo di riduzione del costo dell'energia prodotta con tale tecnologia rispetto ai trend attualmente stimati, determinando un calo ipotizzato pari al 20% al 2030. Assumendo che tale riduzione, per motivi di progressiva e non completa sostituzione del parco fotovoltaico al 2030, possa interessare la metà degli impianti esistenti al 2030, ci si attende un risparmio stimabile in 0,5 miliardi di euro/anno, derivante dalla riduzione dell'incentivazione di cui beneficeranno i nuovi impianti o i rinnovi di quelli esistenti.

6.3

LA FLESSIBILITÀ DELLA GENERAZIONE DA GAS NATURALE

Nonostante la scelta, da ritenersi irreversibile, in direzione delle fonti rinnovabili, in uno scenario a medio termine (2030) la presenza della generazione da gas naturale in cicli combinati è da considerare certa. Si tratta di un contributo che, sia pure a livelli inferiori all'attuale, resterà importante non solo per coprire una frazione dei fabbisogni ad un costo inferiore a quello delle rinnovabili, ma soprattutto come ideale complemento alle rinnovabili aleatorie, grazie alla discreta flessibilità operativa di tali impianti.

Le azioni necessarie per il prossimo ventennio e il ruolo della ricerca

Le attività di ricerca e sviluppo in questo ambito si dovranno concentrare proprio su questo aspetto, al fine di superare le attuali limitazioni e di ottenere più spiccate prestazioni dinamiche: ridotto minimo tecnico, tempi di avviamento molto più brevi, rampe di variazioni di carico più elevate, sempre garantendo bassissime emissioni in atmosfera, elevata affidabilità e disponibilità, costi di manutenzione contenuti. Tali obiettivi richiedono un approccio multidisciplinare, in grado di affrontare diversi aspetti come il comportamento dei materiali sottoposti a più elevati stress termici e meccanici, la rivisitazione delle soluzioni impiantistiche e delle procedure operative, l'adozione di nuove e più sofisticate funzioni di controllo. Va sottolineato che queste azioni vanno prevalentemente indirizzate verso la revisione, più o meno invasiva, degli impianti esistenti, non essendo prevedibile l'installazione di nuovi cicli combinati in quantità rilevante.

Tali azioni, evidentemente utili e necessarie sul piano tecnico, si tradurranno anche in benefici economici per l'intero sistema e di conseguenza per gli utenti, attraverso una sensibile riduzione del cosiddetto *uplift*, cioè dell'incidenza dei costi del dispacciamento. Infatti la disponibilità di un alto numero di impianti ad elevate prestazioni dinamiche renderà meno costoso l'approvvigionamento dei servizi di regolazione di frequenza e di riserva pronta e di sostituzione. Impianti con minimo tecnico molto basso e/o con brevi tempi di avviamento possono costituire una riserva di rapido intervento senza necessità di sprecare combustibile stazionando a lungo a carico ridotto.

L'effetto sarà quello di contrastare la tendenza all'aumento dell'*uplift*, che deriverà dalla crescita delle rinnovabili aleatorie. Si assume un obiettivo di riduzione del 25% dell'*uplift* stimato nello scenario al 2030, corrispondente ad un risparmio di circa 0,6 miliardi di euro/anno.

La disponibilità di un'adeguata quantità di impianti pienamente programmabili e di elevata flessibilità dovrebbe essere favorita da un mercato della capacità che tenga conto delle caratteristiche dinamiche della potenza da remunerare. La spesa per l'attuale *capacity market*, stimata in circa 1,4 miliardi al 2030, è destinata a remunerare il mantenimento in servizio di un adeguato numero di impianti termoelettrici, a fronte di un progressivo calo del relativo fattore di utilizzo. Ciò risponde alla preoccupazione di garantire nel medio-lungo termine l'adeguatezza del sistema, al fine di assicurare una sufficiente potenza atta a garantire la copertura del carico in ogni situazione e area del Paese.

Oltre all'adeguatezza occorre però garantire anche la sicurezza del sistema elettrico, disponendo impianti che rispondano pronta-

mente alle richieste di rapida variazione della potenza prodotta. A tal fine occorre rivedere l'attuale *capacity market*, in modo che siano tenute in conto anche le caratteristiche dinamiche degli impianti¹.

In tale modo si potrebbe chiedere che una parte della potenza selezionata dal *capacity market* disponga di adeguate caratteristiche di flessibilità. Il prezzo che si formerà sul mercato per tale tipologia di capacità sarà tale da garantire agli operatori la copertura dei costi di investimento relativi agli adeguamenti impiantistici prima citati, per rendere flessibili gli impianti. Si stima che questo diverso strumento possa essere adeguato allo scopo restando nel limite di alcune centinaia di milioni di euro/anno.

6.4

L'ACCUMULO DI ENERGIA A BASSO COSTO

Nonostante il fondamentale contributo dei cicli combinati flessibili, una limitata quantità di nuovi sistemi di accumulo si renderà necessaria, a fronte della maggiore aleatorietà associata alle rinnovabili e alla minore disponibilità di riserva rotante. Tali investimenti saranno in parte a carico dei produttori, e verranno quindi remunerati dall'*uplift* e dal *capacity payment*, in parte a carico dell'operatore di trasmissione, e saranno coperti nell'ambito del corrispettivo per la trasmissione. Assumendo che per fornire un contributo significativo alla stabilità del sistema siano necessari circa 800 MW di potenza dei nuovi accumuli, come ipotizzato nello scenario al 2030 in precedenza presentato, si determina un investimento stimabile in 1 miliardo, e un'incidenza annua (ammortamenti, oneri finanziari, manutenzione) dell'ordine di 0,2 miliardi/anno.

La ricerca e l'innovazione nel settore degli accumuli possono riguardare sia nuove e più efficaci soluzioni per il pompaggio idroelettrico e per l'accumulo di aria compressa, sia il miglioramento tecnologico delle batterie (maggiori densità di potenza ed energia, minor costo specifico).

¹ Riconoscendo tale necessità, una recente norma di legge (Legge 147/13, art. 1, comma 153) ha dato mandato al Ministro dello Sviluppo Economico di definire, su proposta dell'AEEGSI, condizioni e modalità per la definizione di un sistema di remunerazione di capacità produttiva in grado di fornire gli adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico e la copertura dei fabbisogni effettuata dai gestori di rete, in coordinamento con le misure previste dall'attuale mercato della capacità.

Le azioni necessarie per il prossimo ventennio e il ruolo della ricerca

6.5

IL POTENZIAMENTO DELLA CAPACITÀ DI TRASPORTO DELLE RETE

Gli investimenti in ampliamenti e potenziamenti della rete di trasmissione nazionale sono di per sé un contributo alla riduzione del costo dell'energia, attraverso l'eliminazione delle strozzature che spesso costringono ad una ripartizione non ottimale del carico fra le varie unità di generazione, oltre che una necessità al fine di poter immettere in rete l'energia generata dalle nuove unità di produzione da fonte rinnovabile.

Non si deve però trascurare il fatto che tali investimenti, stimati da qui al 2030 in circa 9 miliardi includendo anche il rifacimento di linee esistenti, a regime determineranno costi annui dell'ordine di 0,9 miliardi. Le attività di ricerca e di innovazione in questo settore devono quindi indirizzarsi verso una riduzione dei costi di investimento, a parità di capacità di trasporto fra le aree di rete più critiche. Tale obiettivo può essere raggiunto cercando per quanto possibile di ottenere una maggiore capacità di trasporto mediante il miglioramento delle linee esistenti, ricorrendo a nuovi materiali per i conduttori, applicando soluzioni HVDC ove risulti conveniente, adottando sistematicamente nella gestione metodi di tipo probabilistico, ove avessero raggiunto la necessaria maturità, al posto dei tradizionali approcci deterministici, applicando pure sistematicamente il *Dynamic Thermal Rating*.

Si ritiene che questi sviluppi tecnologici possano contenere i costi di investimento nel sistema di trasmissione e conseguentemente i costi per il sistema.

6.6

LA RETE DI DISTRIBUZIONE INTELLIGENTE

Il concetto di smart grid è nato in stretta relazione con la generazione distribuita, in gran parte associata alle fonti rinnovabili, e si svilupperà assieme a questi stessi fattori.

La modernizzazione delle reti di distribuzione (nuovo hardware, più completo monitoraggio e riconoscimento dello stato della rete, diffusione sistematica di nuovi sistemi di controllo e comunicazione, protezioni coordinate e flessibili, capacità di interazione con utenti attivi e passivi) da un lato rappresenta una necessità a fronte del crescere della generazione aleatoria, dall'altro un'opportunità per ridurre le perdite energetiche, migliorare la stabilità locale e globale,

compensare i picchi di produzione e carico, rendere più efficiente l'utilizzo anche dei grandi impianti di generazione. Anche in questo caso gli investimenti necessari determinano un incremento dei costi annui, in una misura stimata in 0,5 miliardi.

La ricerca in questo settore è molto attiva e fornirà da un lato nuove soluzioni per il controllo delle reti, nuove tecniche di comunicazione, sensoristica avanzata; dall'altro, metodi e criteri di valutazione costi-benefici atti a indirizzare le scelte progettuali e gestionali nelle direzioni di volta in volta più efficaci. Questo bagaglio di soluzioni e di metodologie porterà a ridurre il costo di investimento, e determinerà quindi una riduzione del costo annualmente attribuito alle reti di distribuzione.

6.7

SINTESI DEI BENEFICI ECONOMICI ATTESI DALLE AZIONI DI RICERCA E INNOVAZIONE

In sintesi, le innovazioni che possono essere introdotte sui vari fronti, assumendo il pieno raggiungimento degli obiettivi sopra indicati per le azioni svolte dalla ricerca e dall'industria, e includendo anche un correlato minor gettito di accise, possono portare a risparmi annui dell'ordine di complessivi 5 miliardi di euro. Si può supporre che in questo modo verrebbe ottenuto un significativo recupero di competitività, almeno rispetto al contesto europeo.

Sotto il profilo delle azioni di ricerca e sviluppo, i temi che emergono come prioritari sono l'efficienza energetica, la competitività nello sfruttamento delle fonti rinnovabili, la flessibilità del parco di generazione tradizionale, l'accumulo di energia, nuove tecniche di gestione della rete di trasmissione, le reti di distribuzione intelligenti.

6.8

NUOVE FONTI PROGRAMMABILI A BASSE EMISSIONI

Esistono altre importanti opzioni, finora non menzionate perché si è ritenuto che possano contribuire all'evoluzione del sistema elettrico solo nel lungo termine. Si citano fra queste:

- lo shale gas (a cui si possono aggiungere gli idrati di carbonio);
- il carbone con CCS (Carbon Capture and Storage);
- il nucleare di nuova generazione.

Le azioni necessarie per il prossimo ventennio e il ruolo della ricerca

Le tre alternative citate hanno in comune il fatto di essere programmabili, e si presentano quindi come idealmente integrabili in un sistema che certamente vedrà una forte presenza di rinnovabili non programmabili. Si tratta inoltre di fonti a costo medio-basso e a bassa o nulla emissione di CO₂ in atmosfera. Tutte e tre le opzioni presentano inoltre rischi geo-politici bassi.

A fronte di queste valutazioni molto positive, vanno considerate le incertezze sull'abbondanza della fonte, sulle conseguenze ambientali del suo sfruttamento (shale gas), sull'accettazione sociale (CCS, nucleare).

Un discorso specifico merita la CCS che, a fronte di scelte politiche nazionali e comunitarie che appaiono orientate ad un'ulteriore riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera, potrebbe, con le tecnologie già oggi disponibili e a fronte degli attuali costi, rappresentare una vantaggiosa alternativa ad una più decisa crescita della produzione da rinnovabili, almeno nel medio periodo, nell'attesa che un'ulteriore riduzione dei costi delle rinnovabili stesse le renda economicamente concorrenziali con le fonti fossili.

Si osserva infatti che il costo di produzione da carbone, pur incrementato in modo rilevante dall'adozione della CCS, resterebbe comunque inferiore a quello relativo a quasi tutte le fonti rinnovabili. Inoltre, la natura del tutto prevedibile, e in larga misura programmabile, della produzione da carbone condurrebbe a evitare tutta una serie di costi significativi associati alla generazione da rinnovabili aleatorie (*uplift*, investimenti sulle reti, accumuli).

Le considerazioni sopra riportate rendono evidente da un lato l'attrattività di queste fonti, dall'altro la presenza di domande aperte sostanziali, alle quali è necessario che la ricerca scientifica e tecnologica si impegni nel dare risposte.

Bibliografia essenziale e riferimenti

CAPITOLO 1

- CIA World Factbook, January 2012
- United Nations Development Programme, 2014
- TERNA, Dati storici, 2012
- Energy prices and costs report, Commission Staff Working Document, European Commission, 2014 (draft)
- L'Italia nell'economia internazionale, Sintesi del Rapporto ICE 2012-2013
- Aggregati dei conti nazionali annuali per branca di attività economica, ISTAT, Dati 2012
- TERNA, Dati statistici, Consumi di energia elettrica per settore merceologico, Dati 2012

CAPITOLO 2

Gas e carbone

- TERNA, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia, TERNA per SISTAN, Aggiornamento 2013
- EIA, Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants, U.S. EIA, April 2013
- EIA, Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2013, U.S. EIA, 2013
- VGB, Concept Study Reference Power Plant North Rhine-Westphalia, VGB, 2004
- VGB, Electricity Generation 2013-2014, Facts and Figures, VGB Power Tech, 2013
- WEC, World Energy Perspective - Cost of Energy Technologies, 2013
- EPRI, Program on Technology Innovation: Integrated Generation Technology Options 2012, EPRI 1026656, Technical Update, 2013

Idroelettrico

- PoliMi, 2010, Costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, Politecnico di Milano - Dipartimento di Energia, Rapporto commissionato da AEEG, 2010
- TERNA, Dati statistici sul sistema elettrico, 2012
- IRENA, Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Hydropower, IRENA, Volume 1: Power Sector Issue 3/5, 2012
- IREX, Rinnovabili: l'evoluzione del settore italiano nel contesto internazionale e l'integrazione nella politica energetica, ALTHESIS, IREX Annual Report, 2013

Eolico

- IEA, P. Schwabe et. al., Multi-national Case Study of the Financial Cost of Wind Energy, IEA Wind Task 26, 2011
- EWEA, A. Arapogianni, Economics of Wind Energy, EWEA (2009)
- JRC, R. Lacal, Technology, market and Economic Aspects of Wind Energy in Europe, 2012 JRC Wind Status Report, 2012
- ANEV, L. Pirazzi et. al., Vie del vento 2010, ANEV, 2010
- RSE, L'energia elettrica dal vento, monografia RSEview, Capitolo 5, 2012

Biomasse e termovalorizzatori

- ENEA, Rapporto sul recupero energetico da rifiuti urbani in Italia, 2012
- Fantini, V. Fantini, Risultati di un'indagine sulle esigenze di sviluppo tecnologico negli impianti WtE - La termovalorizzazione dei rifiuti in Italia: l'esperienza di esercizio e l'applicazione delle nuove tecnologie, 2006
- Mori, B. Mori, Termovalorizzatori in Lombardia: stato dell'arte, 2011
- ENEA, E. Barni, et.al., Valutazione del costo di investimento del termovalorizzatore di Acerra, 2010
- Consonni, S. Consonni, et. al., Benefici, prospettive ed incognite tecnologiche dei sistemi integrati termovalorizzatori - cicli a combustibile fossile, 2007

Fotovoltaico

- IEA, PVPS - Trend report, 2013
- Guastella, S. Guastella et. al., PVPS Task1 National Survey Report of PV Power Applications in Italy, 2012
- EPIA, Global Market Outlook 2013-2017, 2013
- Guastella, S. Guastella et. al., Current Status and Future Development of PV in Italy - 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris 2013

Geotermico

- GEA, Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development, Geothermal Energy Association, 2005
- UGI, La Geotermia ieri, oggi, domani, Unione Geotermica Italiana, 2007
- GSE, Rapporto attività 2012
- RSE, Rapporto di Sintesi del progetto: energia elettrica da fonti geotermiche, Piano annuale di realizzazione 2012

Bibliografia essenziale e riferimenti

Nucleare

- AREVA and EDF documents 2014, www.areva.com
www.epr-reactor.co.uk
- M. Gallanti, F. Parozzi, Valutazione dei costi di produzione dell'energia elettrica da nucleare, *Energia*, n. 03, 2006
- L. Augello et. al., Data base sulle caratteristiche degli impianti PWR di III Generazione, Rapporto RSE prot. 12001218, marzo 2012

Costi esterni

- EEA, M. Holland et. al., Revealing the Costs of Air Pollution from Industrial Facilities in Europe, EEA Technical report No 15/2011, 2011
- ExternE, P. Bickel, et. al., ExternE: externalities of energy - methodology 2005 update, European Commission, Directorate General for Research, Sustainable Energy Systems, 2005, www.externe.info/externe_d7/sites/default/files/methup05a.pdf
- De Leo G., et. al., Analisi di scenario delle esternalità ambientali connesse alle attività di produzione di energia elettrica: il progetto ExternE riadattato a scala urbana, XVI Congresso della società italiana di Ecologia, Viterbo-Civitavecchia, Università degli Studi della Tuscia, 19-22 settembre 2006
- B. Metz, et. al., Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2007
- P. Girardi, Il ciclo di vita del sistema termoelettrico attuale, VI Convegno della Rete Italiana LCA, Bari, 2012
- EMEP, Air Pollutant Emission Inventory Guidebook 2009, EMEP/EEA, Technical report No 9, 2009
- Ecoinvent, Ecoinvent Database V2, The Ecoinvent Centre, 2007, <http://www.ecoinvent.org/database/>
- P. Brambilla, et. al., La produzione elettrica da biomasse: confronto tra filiere in un'ottica di ciclo di vita, VII Convegno della Rete Italiana di LCA, Milano, 2013
- A. Caizzi, et. al., LCA - based Decision Support System for Sustainable Electric Power Supply System, 12° Setac Meeting, Wien, 2002

CAPITOLO 3

- Impianti di generazione, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia, TERNA, 2013
- Confronti internazionali, documento TERNA, 2011

CAPITOLO 4

- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, deliberazione ARG/elt 199/11 recante "Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione"
- Relazioni finanziarie annuali della società TERNA, disponibili sul sito www.terna.it
- Relazioni di bilancio annuali della società ENEL, disponibili sul sito www.enel.com
- Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79: Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato dell'energia elettrica
- Relazioni annuali sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
- Analisi e statistiche fonte CCSE, disponibili sul sito www.ccse.cc
- Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela, disponibili sul sito www.autorita.energia.it
- Relazioni di bilancio annuali della società Acquirente Unico, disponibili sul sito www.acquirenteunico.it
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, "Testo integrato delle disposizioni della AEEG per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali"
- Delibere AEEG per l'aggiornamento delle condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela, disponibili sul sito www.autorita.energia.it
- Maria Paola Gaggia, Federico Luiso, "Gli oneri generali di sistema e le componenti tariffarie a copertura dei costi sostenuti per la collettività", L'Energia Elettrica, marzo-aprile 2012
- Confindustria, "Memoria - Audizione Confindustria presso l'Autorità (AEEG)", 18 settembre 2013
- Rapporti annuali di esercizio della società TERNA., disponibili sul sito www.terna.it

Bibliografia essenziale e riferimenti

- Rapporti annuali di esercizio della società GME, disponibili sul sito www.mercatoelettrico.org
- Assessment of the Minimum Value of Photovoltaic Electricity in Italy - M. Pagliaro, F. Meneguzzo, F. Zabini, R Ciriminna - Energy Science & Engineering, Volume 2, Issue 2, pages 94-105, June 2014
- Gazzetta ufficiale n. L 283 del 31/10/2003 pag. 0051 - 0070, Direttiva 2003/96/CE del Consiglio, del 27 ottobre 2003, che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità
- European Commission, Directorate General Taxation and Customs Union Excise Duty Tables Part II - Part II - Energy products and Electricity, REF 1038, July 2013
- Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 52 del 2 marzo 2012, Testo del decreto-legge 2 marzo 2012, n. 16 in coordinato con la legge di conversione 26 aprile 2012, n. 44 recante: "Disposizioni urgenti in materia di semplificazioni tributarie, di efficientamento e potenziamento delle procedure di accertamento", 12A04974
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, 31 marzo 2013 - Volume I Stato dei servizi

CAPITOLO 5

- X Commissione Senato, Indagine conoscitiva sui prezzi dell'energia elettrica e del gas, Audizione Amministratore Delegato di RSE, Stefano Besseghini, 16 ottobre 2013



RSE SpA - Ricerca sul Sistema Energetico - sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema. Fa parte del Gruppo GSE SpA, interamente a capitale pubblico.

RSE implementa attività congiunte con il sistema della pubblica amministrazione centrale e locale, con il sistema produttivo, nella sua più ampia articolazione, con le associazioni e i raggruppamenti delle piccole e medie imprese e le associazioni dei consumatori.

RSE promuove e favorisce lo sviluppo delle professionalità di domani promuovendo tutte le occasioni di supporto allo svolgimento di attività di formazione e divulgazione legate ai temi di ricerca svolti. L'attività di ricerca e sviluppo è realizzata per l'intera filiera elettro-energetica in un'ottica essenzialmente applicativa e sperimentale, assicurando la prosecuzione coerente delle attività di ricerca in corso e lo sviluppo di nuove iniziative, sia per linee interne sia in risposta a sollecitazioni esterne.

RSE dispone di un capitale umano che rappresenta un patrimonio unico di competenze ed esperienze, la cui difesa e sostegno rappresenta una condizione necessaria per consentire lo sviluppo di politiche di innovazione in un settore di enorme rilevanza per il Sistema Paese come quello energetico.

ISBN 978-88-907527-7-3



9 788890 752773