



ASSOLOMBARDA

3

Quaderni
del territorio

Energia per l'impresa

Dalle domande delle aziende
alle risposte dell'Associazione



**Università Commerciale
Luigi Bocconi**

IEFE

Istituto di Economia e Politica
dell'Energia e dell'Ambiente



**Quaderni
del territorio**

Energia per l'impresa

Dalle domande delle aziende
alle risposte dell'Associazione

Questo quaderno è stato redatto nell'ambito del Settore Territorio, Ambiente, Energia di Assolombarda da Vittoria Catalano, Daniela Colalillo e Riccardo Rigo, con il supporto scientifico di Clara Poletti (Direttore IEFE - Bocconi) e la supervisione del Comitato Tecnico Energia di Assolombarda.

Per i suggerimenti forniti durante la stesura del lavoro si ringraziano Alessandro Mauro e Maurizio Sinelli (Assoutility Srl).

INDICE

PREMESSA	5
1. L'ENERGIA DAL PUNTO DI VISTA DELL'IMPRESA	7
1.1 Le forme di energia utilizzate all'interno delle imprese	9
1.2 L'approvvigionamento di energia: un'opportunità per ridurre i costi di produzione	12
1.2.1 La liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica	13
1.2.2 La composizione del prezzo di energia elettrica e i contratti di fornitura	15
1.2.3 Il regime di salvaguardia e la maggior tutela	20
1.2.4 La liberalizzazione del mercato del gas naturale	21
1.2.5 La composizione del prezzo di gas naturale e i contratti di fornitura	24
1.3 Il mercato della CO ₂	27
2. L'EFFICIENZA ENERGETICA: UN'OCCASIONE DI RISPARMIO PER LE IMPRESE	29
2.1 Interventi per l'efficienza energetica	30
2.2 Gli incentivi all'efficienza energetica	32
2.2.1 I certificati bianchi	33
2.3 Analisi costi-benefici: un esempio numerico	36
2.3.1 Intervento di riqualificazione energetica di un edificio esistente	36
2.3.2 Sostituzione di un motore elettrico	37
3. L'AUTOPRODUZIONE DI ENERGIA ALL'INTERNO DELLE IMPRESE	39
3.1 La convenienza economica dell'autoproduzione di energia elettrica	40
3.2 Gli impianti fotovoltaici	42
3.2.1 La tecnologia	42
3.2.2 Aspetti economici	44
3.3 Gli impianti solari termici	49
3.3.1 La tecnologia	49
3.3.2 Aspetti economici	52
3.4 I sistemi di cogenerazione	54
3.4.1 La tecnologia	54
3.4.2 Aspetti economici	56
3.5 Gli impianti di recupero di energia da scarti di produzione	58
3.5.1 Sfruttamento degli scarti da allevamento, alimentari e agricoli	58
3.5.2 Sfruttamento degli scarti forestali, alimentari e agricoli	59
3.6 Un esempio pratico	60
GLOSSARIO	63
ACRONIMI	67
QUADRO LEGISLATIVO	68
SITI INTERNET DI INTERESSE	72

PREMESSA

La politica energetica del nostro Paese e dell'Europa in quest'ultimo decennio è stata caratterizzata da tre importanti punti fermi: competitività, sicurezza e sostenibilità.

La liberalizzazione del mercato energetico ha introdotto nuovi operatori e ha permesso al consumatore di scegliere il fornitore di energia più conveniente.

La sicurezza di approvvigionamento della risorsa energetica ha prodotto l'esigenza di diversificare il mix produttivo per ridurre i rischi e le incertezze legate all'instabilità geo-politica dei paesi da cui importiamo gas naturale e petrolio.

L'esigenza di rendere sostenibile il modello di sviluppo e di crescita del Paese ha portato a politiche volte alla promozione di investimenti in tecnologie innovative e capaci di ridurre i consumi energetici e verso la produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili.

Questi tre processi hanno comportato un profondo cambiamento di scenario per tutti gli operatori del mercato energetico e i consumatori industriali. Il compito principale delle associazioni datoriali è pertanto quello di aiutare le imprese a raggiungere una sempre maggior conoscenza e comprensione del contesto in cui si trovano ad operare. Per questo motivo, le tematiche energetiche sono state negli ultimi anni seguite con grande attenzione da Assolombarda: mettendo a disposizione delle imprese numerosi strumenti operativi, organizzando eventi pubblici per mantenerle sempre aggiornate, realizzando servizi *ad hoc* al fine di promuovere una nuova cultura energetica, avviando stabili collaborazioni con istituzioni e centri di ricerca qualificati.

In questo contesto è nata l'esigenza di realizzare un documento semplice e chiaro rivolto a tutti coloro che volessero approfondire il tema del rapporto tra imprese ed energia, con l'intento di fornire al lettore alcune informazioni di carattere generale e di stimolarlo a rivolgersi all'Associazione per qualsiasi eventuale chiarimento o approfondimento.

Desidero infine ringraziare la prof.ssa Clara Poletti, Direttore dello IEFE Bocconi, per la proficua e qualificata collaborazione offerta nella realizzazione del Quaderno.

Antonio Colombo
Direttore Generale Assolombarda

1. L'ENERGIA DAL PUNTO DI VISTA DELL'IMPRESA

Per la maggior parte delle imprese l'energia è una semplice voce di costo nei bilanci economici, considerata un "costo fisso" senza possibilità di negoziazione e di gestione. In molte realtà aziendali, infatti, l'energia viene acquistata senza alcuna valutazione delle voci di costo che compongono le bollette e delle possibili variazioni nel corso della validità contrattuale. Invece, proprio tale conoscenza può costituire la base da cui partire per la riduzione dei costi energetici e per valutare ipotesi di investimento: in alcune imprese questa è già la prassi e alcune si sono dotate di esperti in energia (*energy manager o EGE, esperti in gestione dell'energia*) con lo scopo di quantificare e gestire i flussi energetici. La normativa vigente inoltre pone l'obbligo di nomina di tale figura solo per i grandi consumatori di energia, cioè per le imprese industriali che consumano più di 10.000 tonnellate equivalenti di petrolio (tep) di energia primaria e per le imprese di servizi che consumano più di 1.000 tep di energia primaria. A livello italiano è stata recentemente pubblicata la norma "UNI CEI 11339:2009 *Esperti in Gestione dell'Energia*" che certifica le competenze minime relative a questa figura professionale.

Tuttavia anche solo una conoscenza generale dei flussi energetici può aiutare a comprendere le aree maggiormente energivore all'interno dell'impresa e quindi analizzare preliminarmente la possibilità di intervento.

A supporto di una strategia energetica per le aziende è stata pubblicata nel corso del 2009 la norma "UNI CEI EN 16001:2009 *Energy Management Systems - Sistema di Gestione dell'Energia*" che definisce le modalità di gestione del sistema energetico di una azienda per una crescita sostenibile e con il miglioramento dell'efficienza.

Entrando nello specifico, le aziende hanno principalmente quattro possibilità per ridurre i propri costi energetici:

- **accedere al mercato libero dell'energia:** scegliere tra i vari fornitori di energia elettrica e gas e ottimizzare i consumi attraverso la selezione delle offerte migliori (es. spostamento di domanda verso periodi festivi e ore notturne);
- **effettuare interventi di efficienza energetica:** ottenere risparmi economici dovuti alla riduzione dei consumi energetici, a fronte di un investimento iniziale in tecnologie con prestazioni energetiche migliori;
- **autoprodurre energia elettrica e calore:** investire nell'installazione di sistemi di produzione sia per il soddisfacimento del proprio fabbisogno sia per la cessione delle eccedenze;

- investire direttamente in tecnologie per la riduzione delle proprie emissioni di CO₂ per evitare il trasferimento passivo del costo della regolazione ambientale.

Queste possibilità possono essere conseguite con competenze interne all'azienda oppure facendo ricorso a risorse esterne. In questo caso esistono due norme che possono assistere l'azienda nella scelta dei servizi di miglioramento dell'efficienza energetica e nella selezione delle società che offrono tali servizi. Per il primo aspetto la norma "*UNI CEI EN 15900:2010 Energy Efficiency Services*" definisce i requisiti minimi di tali servizi e relativamente al secondo tema la norma "*UNI CEI 11352:2010 Società di Servizio Energetico*" stabilisce le capacità e le competenze minime delle SSE (Società Servizi Energetici), necessarie per offrire servizi energetici con garanzia di miglioramento dell'efficienza energetica.

Questo primo capitolo propone una panoramica generale delle fonti di approvvigionamento energetico disponibili per le imprese e sugli aspetti generali del mercato libero dell'energia elettrica, del gas e della CO₂.

1.1 Le forme di energia utilizzate all'interno delle imprese

All'interno di tutte le imprese, a prescindere dalla loro dimensione, i flussi energetici derivano dal fabbisogno di energia elettrica e di calore (energia termica).

Per quanto riguarda l'energia elettrica, questa viene normalmente prelevata dalla rete di trasporto (trasmissione e distribuzione), e, contestualmente, vi è la possibilità di autoprodurre attraverso l'installazione di pannelli solari fotovoltaici, di sistemi di cogenerazione o di altre tecnologie di produzione. Tali modalità di produzione di energia verranno trattate nei successivi capitoli.

Il fabbisogno di calore viene invece normalmente soddisfatto tramite le centrali termiche situate all'interno delle aziende e dimensionate in base al fabbisogno termico sia per il riscaldamento degli edifici sia per i processi produttivi, oppure tramite sistemi di cogenerazione o impianti solari termici. Il combustibile maggiormente utilizzato per produrre calore è il gas naturale, seguito dai prodotti petroliferi, generalmente trasportato fino all'impresa dalla rete di trasporto e di distribuzione locale. Alternativamente nei casi in cui, l'azienda non è raggiunta dalla rete di distribuzione, il combustibile viene portato tramite trasporto stradale (GPL, prodotti petroliferi, carbone, biomasse ecc) fino al sito dell'azienda e successivamente immagazzinato in aree dedicate o in serbatoi di stoccaggio.

Gli impianti termici possono essere suddivisi in due grandi categorie in funzione della destinazione finale del calore prodotto: gli impianti termici civili e gli impianti termici industriali. I primi sono gli impianti di potenza termica inferiore a 3MW il cui calore viene utilizzato prevalentemente per il riscaldamento degli edifici o per la climatizzazione degli ambienti o per il riscaldamento di acqua per usi igienici e sanitari¹. Queste tipologie di impianti sono sottoposti a regolare attività di manutenzione e controllo. Qualora l'impianto termico avesse potenza termica superiore a 3MW o il calore prodotto fosse utilizzato per i processi produttivi, esso verrebbe definito come impianto termico industriale e pertanto deve rispettare precisi limiti alle emissioni come definiti dalla normativa vigente².

I principali combustibili utilizzati negli impianti termici sono:

- gas naturale, gas di città, GPL;
- kerosene, distillati leggeri e medi di petrolio;
- emulsioni di acqua con gasolio, kerosene e distillati leggeri e medi di petrolio;
- legna da ardere;

¹ Come definito dall'articolo 282 del D.Lgs. 152/06 (Testo Unico Ambientale) come modificato dal D.Lgs. 29 giugno 2010, n.128.

² Allegato IX, parte III del D.Lgs. 152/06 e smi (Testo Unico Ambientale).

- carbone di legna;
- olio combustibile e altri distillati pesanti di petrolio;
- emulsioni di acqua con olio combustibile e altri distillati pesanti di petrolio.

Negli ultimi anni, con lo scopo di migliorare la qualità dell'aria, è stato proibito in Lombardia l'utilizzo di alcuni di questi combustibili. Dall'1 ottobre 2006 su tutto il territorio regionale, è infatti vietato l'utilizzo di olio combustibile e di altri distillati pesanti di petrolio e di emulsioni di questi con acqua per il funzionamento degli impianti termici civili³.

Come detto in precedenza, il fabbisogno di calore può essere soddisfatto tramite impianti di cogenerazione, ovvero che producono contemporaneamente energia elettrica e calore, alimentati con i tradizionali combustibili fossili tipicamente gas naturale o da biocombustibili. Gli impianti solari termici sono stati sinora poco utilizzati per la produzione di calore per usi industriali, essendo limitati alla produzione di acqua calda sanitaria per usi civili e solo limitatamente in alcune applicazioni industriali che necessitano di basse temperature di processo. Applicazioni industriali particolari possono sfruttare il solare termico a concentrazione, in cui l'energia termica del sole viene concentrata per consentire il raggiungimento di temperature elevate. Da considerare in Italia anche la possibilità di sfruttare la fonte geotermica legata alla presenza di calore anche a profondità della terra relativamente basse. In funzione del livello termico, tale risorsa è stata finora utilizzata sia in grandi centrali per la produzione di energia elettrica (elevata temperatura), sia in centrali di riscaldamento per usi civili (bassa temperatura). La flessibilità dei nuovi sistemi tecnologici di sfruttamento del calore geotermico, laddove disponibile, per la produzione di energia rende questa risorsa interessante anche per le industrie di piccole e medie dimensioni.

Si ricorda infine che l'energia termica può essere ottenuta anche da cascami termici che sfruttano i residui industriali di calore o da sistemi di recupero del calore oppure acquistata da reti di teleriscaldamento costituite da una rete di tubazioni isolate e interrato, di acqua calda, acqua surriscaldata o vapore, proveniente da una grossa centrale di produzione. Negli ultimi anni il teleriscaldamento si è sviluppato notevolmente sul territorio lombardo, sia nelle zone alpine che nelle maggiori città.

Nelle zone alpine sono state realizzate centrali a biomasse legnose che riescono a soddisfare il fabbisogno di intere comunità, mentre nei pressi delle città viene di solito utilizzato il vapore prodotto dagli impianti di cogenerazione (motori, turbine a gas, centrali a vapore, cicli combinati) il quale

³ Delibera della Giunta Regionale n. VII/2839 del 27/06/2006.

riesce a fornire il calore necessario per il riscaldamento di interi quartieri cittadini e paesi limitrofi (per esempio l'impianto "Canavese" di Milano, il termovalorizzatore di Brescia o il termovalorizzatore Silla 2 a Milano).

Come si nota i fabbisogni energetici possono essere soddisfatti in vario modo e i consumatori accedendo al "libero mercato", sia per l'energia elettrica che per il gas naturale, possono contrattare direttamente o attraverso consorzi le proprie condizioni di fornitura. Questo può portare vantaggi economici, che derivano da una corretta scelta del fornitore e della tipologia di offerta che meglio si adatta all'andamento delle proprie richieste energetiche.

1.2 L'approvvigionamento di energia: un'opportunità per ridurre i costi di produzione

Dall'inizio della liberalizzazione del mercato dell'energia, avviata nel 1999 dal Decreto Bersani (Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica) e nel 2000 dal Decreto Letta (Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n.164 liberalizzazione del mercato del gas), la scelta delle modalità di approvvigionamento di energia può essere equiparata a qualsiasi altra scelta di fornitura di bene/servizio necessario ai fini produttivi. Per introdurre le modalità con cui è possibile accedere al mercato libero, è necessario prima riassumere l'evoluzione del processo di liberalizzazione. In passato la filiera elettrica e quella del gas erano sostanzialmente organizzate attraverso un unico soggetto che garantiva le attività di produzione, trasmissione/trasporto, distribuzione e vendita. Tale struttura, in regime di monopolio, ha richiesto l'impegno di grandi investimenti sostenibili solo da un'economia di dimensione nazionale. La situazione che si era venuta a creare era giustificata dal clima economico e politico, oltre che da un elevato tasso di crescita della domanda di gas naturale ed energia elettrica nel periodo del boom economico.

Realizzate le principali infrastrutture di trasporto, con l'innovazione tecnologica degli anni '80 si iniziarono a sviluppare sistemi energetici sempre più efficienti che, accompagnati dalla riduzione del prezzo del gas oltre che ad una notevole penetrazione di quest'ultimo, hanno prodotto le condizioni per la costruzione di impianti più piccoli ed economici.

A livello europeo, venute a mancare le condizioni che giustificavano il regime monopolista che governava la maggior parte dei mercati energetici e spinti dalla necessità di rendere i mercati energetici più competitivi nonché della necessità di uniformare i mercati nazionali, vennero varate le Direttive Comunitarie 96/92/CE e 98/30/CE riguardanti rispettivamente il mercato dell'energia elettrica e il mercato del gas.

In questo modo venne introdotto un regime di mercato concorrenziale nella produzione, nell'importazione e nella vendita di energia elettrica di gas, con lo scopo di ottenere una diminuzione del prezzo dell'energia acquistato dagli utilizzatori finali, ma anche un migliore sfruttamento dell'energia stessa in termini di più elevati rendimenti dei cicli energetici industriali, attraverso un miglioramento dell'efficienza energetica all'interno delle centrali termiche di produzione.

Attualmente tutti i consumatori possono accedere al mercato libero dell'energia elettrica e del gas naturale.

1.2.1 La liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica

Con l'entrata in vigore del Decreto Bersani, che recepisce la direttiva europea 96/92/CE, vengono quindi liberalizzate le attività di produzione, importazione e vendita. Le attività intermedie di trasmissione e distribuzione vengono separate e sono gestite da imprese monopoliste nazionali (per quanto riguarda il trasporto) e locali (per quanto riguarda la distribuzione) sottoposte a regolamentazione. Nelle attività liberalizzate, il decreto impone un tetto "antitrust": a nessun soggetto è più consentito produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50% del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia. A seguito di tale disposizione, Enel S.p.A., che fino a quel momento era monopolista nell'ambito dell'energia elettrica, ha dovuto cedere circa 15.000 MW della propria capacità produttiva. Si sono pertanto così sviluppate opportunità per nuovi operatori di mercato di acquistare impianti di generazione esistenti, di realizzare nuovi impianti di produzione di energia e di conseguenza di poter operare sul mercato elettrico.

La liberalizzazione ha generato alcune società pubbliche che svolgono funzioni statali nell'ambito dell'energia elettrica, quali:

- **Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE):** società con ruolo centrale nella promozione, nell'incentivazione e nello sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. Azionista unico del GSE è il Ministero dell'Economia e delle Finanze che esercita i diritti dell'azionista con il Ministero dello Sviluppo Economico. Il GSE è capogruppo delle due società controllate AU (Acquirente Unico) e GME (Gestore dei Mercati Energetici);
- **Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME):** società a cui è affidata l'organizzazione e la gestione economica del mercato elettrico, secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza tra produttori e assicura la gestione economica di un'adeguata disponibilità della riserva di potenza. Nell'ambito dell'organizzazione e gestione economica del mercato elettrico, inoltre, al GME è affidata l'organizzazione delle sedi di contrattazione dei certificati verdi (attestanti la generazione di energia da fonti rinnovabili), dei titoli di efficienza energetica (cosiddetti "certificati bianchi", attestanti la realizzazione di politiche di riduzione dei consumi energetici) e delle quote di emissione della CO₂. Dal 10 maggio 2010, il GME gestisce anche la contrattazione di alcune attività di scambio del gas naturale in attesa dello sviluppo completo della borsa del gas;
- **Acquirente Unico S.p.A (AU):** società che stipula e gestisce i contratti di fornitura al fine di garantire ai clienti domestici e alle imprese di piccole dimensioni (rientranti nel c.d. regime di maggior tutela) la fornitura

di energia elettrica a prezzi equi qualora questi clienti non vogliono o non riescano ad approvvigionarsi nel mercato libero;

- **Terna S.p.A:** società che svolge il servizio di trasmissione e dispacciamento. Terna S.p.A. è la principale proprietaria della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica con oltre il 98% delle infrastrutture elettriche nazionali (circa 60.000 km) ed è inoltre responsabile dell'attività di programmazione e sviluppo della rete.

Il Decreto Bersani ha inoltre portato a una completa rivoluzione dello schema di mercato dell'energia elettrica, portando alla ristrutturazione delle seguenti attività:

- **produzione:** sul territorio nazionale si soddisfa circa l'85% del fabbisogno⁴. Il 75% dell'energia viene prodotta da fonti fossili (carbone, gas naturale e prodotti petroliferi), il 23,6% dalle fonti rinnovabili (idraulica, biomasse, geotermico, rifiuti, solare, eolica) e il restante 1,4% viene prodotta da fonte idroelettrica da pompaggio. I maggiori produttori di energia in Italia sono Gruppo Enel, Gruppo Edison, Edipower, E.On., Gruppo Eni (*fonte: AEEG, 2010*);
- **importazione di energia elettrica:** per soddisfare la richiesta di energia elettrica, il nostro paese ha importato nel 2009 circa 47.000 GWh. I paesi da cui ha importato sono stati Svizzera, Francia, Slovenia, Austria e Grecia (*fonte: AEEG, 2010*);
- **trasmissione:** trasporto dell'energia elettrica in altissima e alta tensione (ai clienti finali o alle stazioni di trasformazione⁵). Tale attività è svolta da Terna S.p.A;
- **distribuzione dell'energia elettrica:** trasporto dell'energia elettrica in alta, media e bassa tensione (ai clienti finali). Generalmente esiste un solo distributore per ambito geografico che si occupa di tale servizio in condizioni di monopolio legale. I maggiori distributori in Italia sono: Enel distribuzione, Acea Distribuzione, Aem Distribuzione Energia Elettrica, Aem Torino Distribuzione (*fonte: AEEG, 2010*);
- **dispacciamento:** attività di programmazione per la gestione della domanda e dell'offerta di energia elettrica. Il dispacciamento è svolto da Terna S.p.A;
- **vendita:** attività svolta da soggetti che operano nel mercato dell'energia elettrica e che forniscono l'utente finale. L'attività di vendita è svolta dai fornitori al dettaglio o dai grossisti. L'energia elettrica fornita da questi ultimi viene acquisita attraverso operazioni di trading, contrattazioni bilaterali, realizzate direttamente con i produttori, e contrattazioni nella

⁴ Complessivamente la produzione italiana nel 2009, al netto di autoconsumi (11.534 GWh), pompaggio (5.798 GWh) e vendita a paesi esteri (2.111 GWh), è pari a circa 273.198 GWh rispetto ad un consumo di 320.268 GWh (*fonte: AEEG, 2010*).

⁵ Le stazioni di trasformazione modificano la tensione dell'energia elettrica in ingresso portandola al valore di tensione desiderata.

borsa elettrica, realizzate attraverso una piattaforma telematica.

Nel 2009 circa 220 TWh sono stati scambiati in borsa elettrica e circa 100 TWh sono stati scambiati attraverso contratti bilaterali. Esistono 225 società di vendita di energia elettrica in Italia (*fonte: AEEG, 2010*).

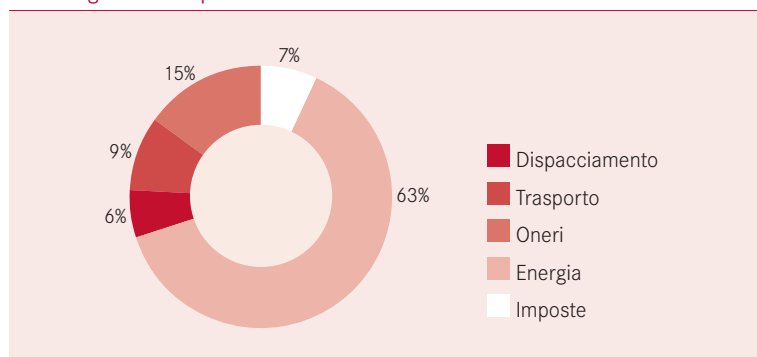
1.2.2 La composizione del prezzo di energia elettrica e i contratti di fornitura

Dall'1 luglio 2007 ogni consumatore di energia elettrica può accedere al mercato libero. I consumatori che desiderano accedere al mercato libero si trovano davanti a numerose offerte commerciali talvolta di difficile interpretazione a causa della numerosità dei parametri che compongono i prezzi di acquisto dell'energia elettrica. Il fornitore nel mercato libero non solo vende al cliente l'energia elettrica necessaria a coprire i suoi fabbisogni, ma s'interfaccia con i diversi operatori per concludere per conto del cliente tutti i contratti di servizio necessari: di dispacciamento con la società Terna S.p.A; di trasporto e misura con il distributore locale. Il prezzo pagato dal consumatore si compone dunque di diverse componenti, alcune delle quali sono a copertura dei costi sostenuti dal fornitore per l'approvvigionamento dell'energia, altre a copertura dei costi dei servizi. Si noti a tale proposito che servizi sono venduti a tariffe regolate fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ed il fornitore solitamente trasferisce direttamente sul cliente un valore pari alla tariffa regolata. Il prezzo di compra dunque di cinque principali componenti del prezzo:

- **la quota energia:** copre i costi che deve sostenere il fornitore per l'acquisto dell'energia elettrica (accordi bilaterali, borsa elettrica, import ecc);
- **gli oneri di dispacciamento:** copre i costi sostenuti da Terna S.p.A per il bilanciamento dei flussi di energia elettrica. Remunera, inoltre, il servizio di interrompibilità e la disponibilità di capacità produttiva;
- **gli oneri di trasporto:** comprende i costi di trasmissione, distribuzione, misura ed eventualmente la penale reattiva;
- **oneri di sistema:** comprendono gli oneri A ($A_2, A_3, A_4, A_5, A_6, A_8$) per i costi sostenuti nell'interesse generale del sistema elettrico (per esempio i costi di ricerca o di incentivazione alle fonti rinnovabili), gli oneri UC_j (UC₁, UC₃, UC₄, UC₅, UC₆), MCT e PPE per ulteriori elementi di costo del servizio elettrico (quali, ad esempio, qualità del servizio). Queste componenti vengono raccolte come maggiorazione dei corrispettivi di trasporto e la consistenza di questi oneri è decisa dall'AEEG;
- **le imposte:** comprendono accisa, addizionale provinciale e IVA. La consistenza di questa componente è decisa dall'AEEG e dalle Province.

Il grafico 1 riporta la distribuzione percentuale delle cinque componenti sopra elencate.

Grafico 1 - Distribuzione percentuale delle 5 componenti del prezzo dell'energia elettrica per cliente industriale



(fonte: Assoutility, 2010)

Generalmente queste voci di costo hanno percentuali piuttosto stabili nella composizione dell'intero prezzo dell'energia elettrica. La parte di quota energia, sulla quale è possibile agire per contrattare liberamente il prezzo dell'energia elettrica, è pari a circa il 60-65% dell'intera bolletta, mentre la restante parte è suddivisa tra varie voci che sono predeterminate e fissate dall'AEEG o dalle Province, non sono modificabili e devono essere fatturate allo stesso modo da qualsiasi fornitore del mercato libero. Per esempio la composizione della voce "imposte", corrispondente a circa il 7% della bolletta, si divide in:

- **imposta erariale:** pari a 0,31 c€/kWh e applicata per tutto il quantitativo di energia per consumi mensili inferiori a 1.200.000 kWh; non viene applicata per consumi mensili superiori a 1.200.000 kWh nel caso in cui il cliente sia un opificio industriale;
- **imposta addizionale provinciale** ha un importo variabile in relazione alla provincia (per esempio, per la provincia di Milano vale 1,14 c€/kWh) e viene applicata solo ai primi 200.000 kWh su base mensile.

Nei contratti di fornitura di energia elettrica i prezzi vengono generalmente formulati in base alle fasce di consumo. Nel corso degli anni, queste hanno assunto diverse configurazioni e oggi ve ne sono di diversi tipi:

- **fascia monomia:** caratterizzata da una sola fascia per tutte le ore del giorno, per la quale viene definito un prezzo unico;

- fasce picco-fuori picco (o *peak-offpeak*): la giornata lavorativa è suddivisa in un periodo ad alto carico dalle 8.00 alle 20.00 (picco) e in un periodo a basso carico dalle 20.00 alle 8.00 nei giorni feriali e per tutte le 24 ore sabato e domenica (fuori picco); ne risulta una settimana tipo (vedi figura 1) che si applica a tutto l'anno sempre uguale, ad eccezione delle festività;
- tre fasce di consumo F1 - F2 - F3: la giornata è suddivisa fino ad un massimo di 3 intervalli a seconda del fabbisogno, dove la fascia F1 è quella di massimo carico e F3 è quella di minimo carico; fasce ufficiali di riferimento di questo tipo sono quelle definite dall'AEEG (con delibera 181/06), dove le tre fasce compongono una settimana tipo (vedi figura 2) che si applica a tutto l'anno sempre uguale, ad eccezione delle festività;
- 24 fasce orarie: una fascia per ciascuna ora del giorno, è tipica della borsa elettrica.

Figura 1 - Fasce di consumo Peak - Off Peak

Ore	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Lunedì	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak
Martedì	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak
Mercoledì	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak
Giovedì	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak
Venerdì	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak
Sabato	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak
Domenica	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak	Off Peak

Ricadono in fascia Off Peak: 1 gennaio, 6 gennaio, lunedì di Pasqua, 25 aprile, 1 maggio, 2 giugno, 15 agosto, 1 novembre, 8 dicembre, 25 dicembre, 26 dicembre

Figura 2 - Fasce di consumo secondo la delibera AEEG 181/06

Ore	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Lunedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Martedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Mercoledì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Giovedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Venerdì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Sabato	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F3
Domenica	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3

Ricadono in fascia F3: 1 gennaio, 6 gennaio, lunedì di Pasqua, 25 aprile, 1 maggio, 2 giugno, 15 agosto, 1 novembre, 8 dicembre, 25 dicembre, 26 dicembre

Per quanto riguarda i prezzi di fornitura, solo la quota energia va a costituire la base della trattativa e su di essa si basa l'accettazione di una offerta, poiché, come detto precedentemente, tutte le altre componenti sono fisse e decise a livello di AEEG.

La definizione del prezzo della quota energia può essere principalmente di due tipi:

- **a prezzo fisso:** il valore della quota energia viene mantenuto costante in bolletta per tutta la durata della fornitura (solitamente 1 o 2 anni). Tale modalità tiene al riparo dalla volatilità del prezzo dei combustibili fossili (barile di petrolio). Il prezzo fisso permette di impostare nel bilancio aziendale un budget certo per la fornitura di energia elettrica. I maggiori inconvenienti derivano dall'impossibilità di sfruttare i movimenti favorevoli del mercato e il rischio di fissare il prezzo in un momento in cui il prezzo dei combustibili fossili è maggiore rispetto al valore che avrà durante il periodo di contratto;
- **a prezzo indicizzato:** il valore della quota energia viene calcolato tramite un algoritmo matematico in funzione dell'andamento del prezzo dei combustibili fossili. Tale modalità risulta esposta alla volatilità del costo dei combustibili ma consente di sfruttare i movimenti favorevoli del mercato. La problematica principale del prezzo indicizzato è il calcolo del prezzo finale basato su una varietà tale di indici che necessita di una competenza professionale per eseguire un confronto tra le diverse offerte commerciali.

Sulla base dei propri profili di consumo è possibile quantificare quale delle varie tipologie di prezzo riduce i costi complessivi a un adeguato livello di rischio al momento della sottoscrizione del contratto.

Oltre alla quota energia, un'altra componente che può variare percentualmente all'interno della bolletta è la voce di "Trasporto" nella quale può comparire la "penale reattiva". Si tratta di una voce di costo che viene conteggiata solo in determinate condizioni e che quindi non sempre compare in bolletta. L'energia reattiva è l'energia utilizzata in fase di accensione da alcuni apparecchi elettrici quali motori elettrici, trasformatori, alimentatori di lampade fluorescenti e non si traduce in lavoro utile. Essa comporta disturbi e perdite nel sistema di distribuzione che l'AEEG riconosce al distributore imponendo al cliente finale che ha provocato tale disturbo il pagamento di una penale. La penale appare in bolletta se l'energia reattiva è maggiore del 50% dell'energia attiva e comporta un sovrapprezzo alla voce "Trasporto" in funzione della percentuale di superamento:

- per i quantitativi di energia reattiva, espressi in kVarh, compresi tra il

50% e il 75% del corrispondente prelievo di energia attiva espresso in kWh, il sovrapprezzo varia tra poco più di 3 c€/kWh e poco meno di 1 c€/kWh in base alla tensione di allacciamento;

- per i quantitativi di energia reattiva eccedenti il 75% del corrispondente prelievo di energia attiva il sovrapprezzo varia tra poco più di 4 c€/kWh e poco più di 1 c€/kWh in base alla tensione di allacciamento.

La penale reattiva viene pagata solo sulle fasce F1 e F2 (vedi figura 2, pag 17) secondo i valori riportati nella tabella 1:

Tabella 1 - Valori della penale reattiva
(BT=bassa tensione; MT=media tensione, AT=alta tensione)

Livello di tensione	Fattore di potenza	c€/kWh
BT	Tra 50% e 75%	3,23
	Oltre 75%	4,21
MT	Tra 50% e 75%	1,51
	Oltre 75%	1,89
AT	Tra 50% e 75%	0,86
	Oltre 75%	1,10

Il sovrapprezzo in bolletta ripaga i costi di cui il distributore deve farsi carico per far fronte a un maggiore quantitativo di energia rispetto alla reale richiesta che comporta una maggiorazione dei cavi di collegamento della rete, installazione di trasformatori di maggiori dimensioni ecc.

È possibile far fronte a problemi di elevati valori di energia reattiva intervenendo tramite il *rifasamento del carico*: tale intervento consiste nell'inserimento di banchi di condensatori in parallelo al carico, localizzati in cabina elettrica o distribuiti in prossimità dei carichi che presentano un basso fattore di potenza. Queste apparecchiature sono in grado di fornire all'impianto l'energia reattiva richiesta evitando il prelievo dalla rete.

In ultima analisi è importante considerare le diverse possibilità che possono comportare a un cambiamento unilaterale del prezzo da parte del fornitore.

Tra le clausole del contratto di fornitura infatti può essere inserita una condizione che permette al fornitore di cambiare il prezzo dell'energia elettrica qualora il prezzo delle materie petrolifere salga a tal punto che sia necessario attuare un aumento dei prezzi rispetto a quelli prestabiliti da contratto oppure qualora i sottostanti utilizzati per l'aggiornamento del prezzo di fornitura non siano più pubblicati dagli organismi preposti.

L'azienda ha comunque la possibilità di non accettare le nuove condizioni e rescindere il contratto.

L'altra possibilità di cambiamento unilaterale del prezzo può verificarsi al termine del contratto di fornitura, il quale può essere automaticamente rinnovato da parte del fornitore decidendo il prezzo di fornitura dell'energia elettrica. Anche in tale caso l'impresa può rescindere il contratto qualora le nuove condizioni, anche dopo la negoziazione del prezzo, non la soddisfino.

Vi è infine la possibilità di avere un cambiamento di prezzo non più univoco bensì condiviso basato sul principio *fix-unfix*. Tale tipologia di cambiamento si basa su un contratto che permette al cliente di avere inizialmente un prezzo fisso del prezzo dell'energia elettrica ed eventualmente di trasformarsi in prezzo variabile, quindi regolato dalle fluttuazioni del mercato, qualora si verifichi un drastico calo dei prezzi (e viceversa). Nell'ultimo periodo, questa ultima possibilità di cambiamento di prezzo viene molto utilizzata dai fornitori di energia elettrica.

Altri parametri commerciali da considerare nell'offerta sono la gestione degli sbilanciamenti, i costi associati alle quote di CO₂, i termini di pagamento, le garanzie richieste ecc.

1.2.3 Il regime di salvaguardia e la maggior tutela

Per i consumatori che non vogliono accedere al mercato libero o che non trovano un fornitore idoneo con cui concludere il contratto, esistono due appositi meccanismi di regolazione del prezzo: il regime di maggior tutela e il regime di salvaguardia.

- **Il regime di maggior tutela:** applicato ai clienti domestici e a tutti i consumatori non domestici che rispettano tutte le seguenti condizioni:
 - clienti serviti in bassa tensione (BT);
 - meno di 50 dipendenti;
 - fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro;
 - non abbiano un fornitore di energia elettrica da "libero mercato".

Con tale meccanismo, la fornitura di energia elettrica è garantita dal distributore locale, direttamente o attraverso apposite società di vendita, mentre l'approvvigionamento di energia elettrica è svolto dall'AU. Il prezzo è definito trimestralmente dall'AEEG è fissato in modo da coprire i costi che si stima saranno sostenuti dall'AU per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica destinata alla maggior tutela.

- **Il regime di salvaguardia:** applicato a tutti i clienti finali diversi da quelli indicati nel regime di maggior tutela che non abbiano un fornitore di energia elettrica da “libero mercato” e a quei clienti che dovessero transitoriamente rimanere senza fornitore da mercato libero. Il Ministero dello Sviluppo Economico, sulla base del D.L. 18 giugno 2007, ha stabilito le disposizioni generali per selezionare i soggetti che devono individuare, tramite gare pubbliche, gli operatori che, a decorrere dal 2008, devono gestire i clienti in regime di salvaguardia. La selezione tramite gare pubbliche individua gli operatori che approvvigionano per aree territoriali prestabilite i clienti che si trovano nel regime di salvaguardia. Entro il 25 novembre di ogni anno l'AU individua il fornitore del servizio di salvaguardia per il successivo periodo di esercizio attraverso la procedura concorsuale e pubblica il nominativo e le corrispondenti condizioni economiche di fornitura sul proprio sito internet.

Per l'anno solare 2010, i fornitori del servizio di salvaguardia sono:

- *Enel Energia S.p.A.:* Piemonte, Lombardia, Liguria, Valle d'Aosta, Sardegna, Lazio, Campania, Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia;
- *Exergia S.p.A.:* Trentino-Alto Adige, Friuli Venezia Giulia, Veneto, Romagna;
- *Hera Comm S.r.l.:* Toscana, Umbria, Marche.

1.2.4 La liberalizzazione del mercato del gas naturale

Rispetto all'energia elettrica, lo sviluppo del mercato libero del gas naturale è avvenuto molto più rapidamente. La direttiva europea 98/30/CE ha avviato il processo di liberalizzazione del mercato del gas a livello europeo. Questa direttiva è stata recepita dal Decreto Letta, il quale, separando le varie fasi della filiera, ha liberalizzato – come nel caso elettrico – le attività upstream (produzione e importazione) e le attività di vendita. Le attività a rete, monopoli naturali, sono state rese accessibili su basi non discriminatorie così da rendere più competitive le fasi commerciali.

Il decreto Letta ha portato alla definizione delle seguenti attività:

- *produzione:* questa attività prevede l'estrazione di gas naturale sfruttando le riserve naturali presenti sul territorio nazionale. Queste riserve riescono a soddisfare poco più del 10% del fabbisogno nazionale: nel 2009 infatti la produzione è stata pari a 8,1 Gm³ mentre la domanda è stata pari a di 76,7 Gm³. Il gas viene per la maggior parte estratto da impianti offshore nel Mar Adriatico; gli impianti sulla terraferma si trovano in Puglia, Calabria e nella pianura padana. I maggiori produttori di gas naturale in Italia sono ENI (7.146 Mm³ nel 2008) ed EDISON (685 Mm³ nel 2007). Altri produttori sono Royal Dutch Shell e Gas Plus (*fonte: AEEG, 2010*);

- *importazione*: per soddisfare la domanda, viene importato gas naturale principalmente da Algeria, Russia, Norvegia, Paesi Bassi, e Libia. I punti di entrata del gas naturale in Italia sono 7: Tarvisio, Mazara del Vallo, Passo Gries, Gela e Gorizia, dove arrivano i gasdotti, cui vanno aggiunti Panigaglia e, da quest'anno, Porto Viro per i terminali di rigassificazione. Negli ultimi anni, 35 società hanno importato gas naturale in Italia: nel 2007 i maggiori importatori sono stati ENI, Enel Trade, Edison, Plurigas, Gaz de France, Sorgenia. La figura 3 riporta i 7 punti di entrata del gas naturale (fonte: AEEG, 2010);
- *stoccaggio*: parte del gas importato nei mesi estivi, quando il consumo è minore, viene immagazzinato in giacimenti esausti in modo da essere riutilizzato nei mesi invernali quando la domanda riprende a crescere. Le riserve sono tali da poter far fronte ad eventuali deficit di offerta (ad esempio, interruzioni di flusso da un gasdotto di importazione) o picchi di domanda dovuti a punte di freddo eccezionali.

Figura 3 - Indicazione dei 7 punti di entrata del gas naturale in Italia



- *trasporto e dispacciamento*: il gas prodotto o importato viene convogliato tramite condotte ad alta e media pressione fino ai grandi consumatori finali o alle reti di distribuzione locali. In Italia, sommando la rete nazionale con quelle locali, sono presenti 33.478 km di reti, di cui 31.474 (il 94%) posseduti dal principale operatore Snam Rete Gas che gestisce anche l'attività di programmazione per la gestione della domanda e dell'offerta di gas naturale. Altre società di trasporto sono Società Gasdotti Italia, Retragas, Metanodotto Alpino, Carbotrade, Netenergy, Consorzio della Media Valtellina ecc. (fonte: AEEG, 2010);
- *distribuzione*: consiste nel trasporto del gas a media e bassa pressione fino ai consumatori finali. L'attività di distribuzione locale viene svolta in regime di monopolio e assegnata, per 12 anni, tramite gare per l'affidamento del servizio. I maggiori gruppi di distribuzione in Italia sono Eni, Enel, Hera, A2A e E.On (fonte: AEEG, 2010);
- *vendita*: i fornitori acquistano gas naturale dagli importatori, dai produttori o da altri venditori all'ingrosso e lo rivendono ai consumatori finali. Sul mercato vi sono molte società di fornitura di gas naturale; quelle che hanno la maggior quota di mercato sono ENI, Enel Trade, Edison, Enel Energia, Plurigas, Gaz de France, Sorigenia (fonte: AEEG, 2010).

Si ricorda, infine, la *rigassificazione di GNL (Gas Naturale Liquefatto)*: impianti di ricezione di GNL rigassificano il gas naturale che viene trasportato allo stato liquido da navi metaniere a -160°C circa. Il processo di rigassificazione riporta il gas naturale in forma gassosa per poterlo veicolare attraverso le reti di trasporto e distribuzione. In Italia, ad oggi, oltre allo storico rigassificatore di Panigaglia (La Spezia), costruito tra il 1967 e il 1970 e avviato nel 1971 e stato da poco inaugurato il terminale di Porto Viro, in provincia di Rovigo, la prima struttura offshore al mondo. I terminali di rigassificazione permettono di sfruttare gas naturale trasportato via mare senza legarsi in esclusiva con un solo paese di produzione, come invece avviene con i gasdotti.

1.2.5 La composizione del prezzo di gas naturale e i contratti di fornitura. Se per l'energia elettrica l'apertura completa del mercato si è avuta dal 1 luglio 2007, per il gas naturale ogni consumatore di gas naturale è un cliente idoneo e può accedere al mercato libero sin dal 1 gennaio 2003. Per quanto riguarda la struttura del prezzo del gas naturale, prima di tutto occorre considerare che i consumatori finali si dividono due tipologie:

- clienti allacciati alle reti di trasporto nazionale o regionale ad alta pressione;
- clienti allacciati direttamente alle reti della distribuzione locale a media e bassa pressione.

Tabella 2 - Componenti del prezzo del gas naturale

		Cliente allacciato direttamente alla rete di trasporto nazionale	Cliente allacciato alla rete di distribuzione locale
Prezzo del gas (solitamente le offerte di fornitura presentano un unico prezzo comprensivo delle quattro componenti)	Costo materia prima	Si	Si
	Quota di Trasporto	Si	Si
	Quota di Stoccaggio	Si	Si
	Quota di Vendita	Si	Si
Distribuzione	Quota fissa distribuzione	No	Si
	Quota variabile distribuzione	No	Si
Imposte	Imposta erariale e Addizionale Regionale	Si *	Si *
IVA		Si	Si

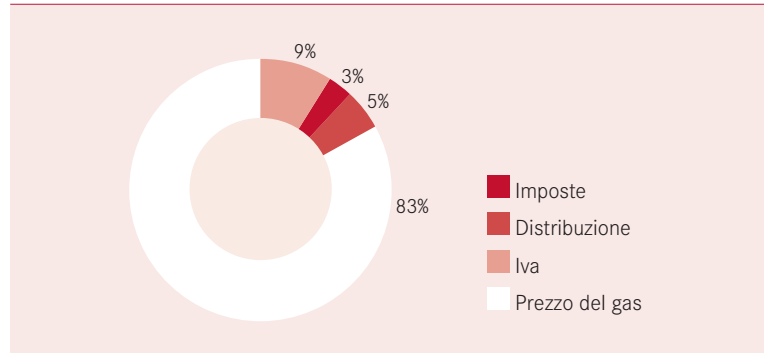
* nelle regioni a statuto speciale, dal 2002 in Lombardia e dal 2008 in Basilicata non è più prevista l'imposta erariale regionale. L'imposta varia da regione a regione.

Come si nota dalla tabella 2 solo i clienti allacciati alla rete di distribuzione locali, pagano la tariffa di distribuzione.

Diversamente da quanto accade per l'energia elettrica, dove le voci di costo hanno percentuali piuttosto stabili nella composizione dell'intero prezzo dell'energia elettrica, volendo definire quanto ciascuna componente incide sulla composizione del prezzo del gas naturale, questo non può essere generalizzato a qualsiasi tipologia di cliente, poiché vi sono nella composizione del prezzo del gas alcune variabili che rendono i valori percentuali tipici di ciascun cliente.

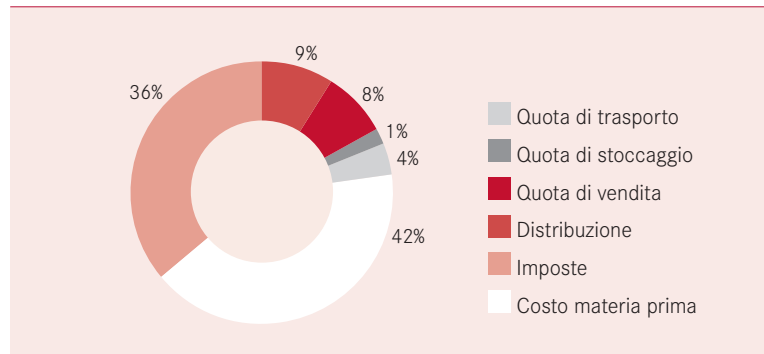
A tal proposito si osservi la diversità dei grafici 2 e 3, realizzati per un utilizzatore industriale e un utilizzatore civile in Lombardia. La parte relativa al prezzo del gas (in bianco nel grafico 2) è diversa da utilizzatore ad utilizzatore e diverse sono le parti riguardanti distribuzione e imposte.

Grafico 2 - Composizione del prezzo del gas naturale per utilizzatore industriale



(fonte: Assoutility, 2010)

Grafico 3 - Composizione del prezzo del gas naturale per utilizzatore civile



(fonte: Assoutility, 2010)

A livello di azienda, al momento di firma del contratto di fornitura, viene richiesto l'uso finale del gas del naturale. Se esso viene utilizzato prevalentemente per il riscaldamento degli edifici si parla di uso civile, mentre se viene utilizzato prevalentemente per i processi produttivi si parla di uso industriale. A seconda dell'uso cambia il regime fiscale applicato: l'imposta erariale sul consumo (accisa), l'addizionale regionale e l'IVA.

L'accisa dipende dalla tipologia di uso del gas naturale:

- l'imposta erariale sul consumo per usi civili, calcolata a scaglioni (come da D.M. del 13/05/2008) viene riportata nella tabella 3:

Tabella 3 - Imposta erariale sul gas naturale per usi civili

fino a 120 Sm ³	da 121 Sm ³ a 480 Sm ³	da 481 Sm ³ a 1.560 Sm ³	da 1.561 Sm ³
c€/Sm ³			
4,40	17,50	17,00	18,60

- l'imposta erariale sul consumo per usi industriali: ha un valore di 1,2498 c€/Sm³, decurtata del 40% nel caso in cui nell'anno solare il consumo di gas superi 1.200.000 Sm³ (quindi pari a 0,7499 c€/Sm³). Inoltre:
 - per gas utilizzato ai fini della generazione elettrica (e quindi applicabile anche al caso della cogenerazione) viene applicata una imposta erariale di 0,04493 c€/Sm³ per il quantitativo di gas naturale corrispondente a 0,25 Sm³/kWh prodotto. Il rimanente consumo di gas paga accisa industriale;
 - per gas utilizzato ai fini della generazione elettrica per auto-produzione (cogenerazione auto-consumata) viene applicata l'imposta erariale di 0,04493 c€/Sm³, ridotta del 30% (quindi pari a 0,03145 c€/Sm³).

Anche per quanto riguarda l'IVA e l'addizionale regionale queste assumono un diverso valore a seconda della tipologia di utilizzo del gas naturale. Nello specifico, per quanto riguarda l'IVA:

- IVA per usi civili: vale il 10% fino a 480 m³, mentre vale il 20% oltre 480 m³⁶;
- IVA per usi industriali: vale il 10% per le industrie manifatturiere, agricole ed estrattive; mentre vale il 20% negli altri casi.

Per quanto riguarda l'addizionale regionale, come riportato in tabella 2 a pagina 24, in Regione Lombardia questa non viene applicata.

⁶ La Risoluzione dell'Agenzia delle Entrate n.108 del 15/10/2010 ha imposto che, per quanto riguarda gli impianti centralizzati, il limite di 480 m³ con IVA al 10% deve essere moltiplicato per il numero delle unità immobiliari il cui impianto di riscaldamento è allacciato all'impianto centralizzato.

1.3 Il mercato della CO₂

Il 16 febbraio 2005 è entrato in vigore il Protocollo di Kyoto che ha imposto ai paesi industrializzati (che hanno ratificato il Protocollo stesso) la riduzione delle emissioni di gas climalteranti. L'Italia ha l'obbligo di ridurre del 6,5% le proprie emissioni rispetto ai valori del 1990 entro il 2012, a fronte di un obiettivo medio dell'Unione Europea a 15 dell'8%.

Per far fronte agli impegni assunti nel Protocollo di Kyoto l'Unione Europea ha sfruttato maggiormente uno dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo stesso e cioè l'*Emission Trading System* (ETS) istituendo un mercato comunitario per lo scambio delle quote di emissione di gas a effetto serra. L'*Emission Trading System* prevede l'imposizione di un tetto annuo alle emissioni di gas serra prodotte da specifici settori di attività. Le imprese operanti in tali settori per produrre (e dunque immettere in atmosfera un certo ammontare di gas serra) deve rispettare il tetto loro assegnato oppure acquisire un certo numero di permessi di emissione (pari all'ammontare di emissioni in eccesso rispetto al tetto).

I settori industriali coinvolti sono i seguenti:

- produzione energetica: impianti di combustione con potenza termica di oltre 20MW, raffinerie di petrolio ecc;
- produzione e trasformazioni dei metalli ferrosi: ciclo integrato, sinterizzazione, cokeria, forni elettrici;
- industria dei prodotti minerari: cemento, calce, vetro, prodotti ceramici e laterizi;
- produzione di carta e cartoni;
- industria chimica;
- qualsiasi tipologia di industria o applicazione con una potenza termica installata superiore a 20 MW termici (incluse caldaie di riserva, soccorso ecc.).

Il numero di quote di emissione in circolazione è coerente con il tetto annuo sopra menzionato. Le imprese incluse nel meccanismo e, pertanto, soggette al tetto adempiono agli obblighi annullando le quote di emissione a loro assegnate in numero uguale al quantitativo di CO₂ effettivamente emessa nell'anno. In caso di superamento delle effettive emissioni rispetto alle quote assegnate, si devono ridurre le proprie emissioni ovvero si devono acquistare permessi di emissione (il cui ammontare totale è comunque prefissato). La direttiva 2003/387/CE, ha previsto due distinti periodi di attuazione dell'*Emission Trading System*: la fase 1 dal 2005-2007, di

sperimentazione del meccanismo, e la fase 2 dal 2008-2012, denominata fase di adempimento.

Nell'ambito del primo periodo di attuazione dell'*Emission Trading System*, con Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 28 febbraio 2008 è stato approvato in Italia il *Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di CO₂* valido per il periodo 2008-2012: per ciascuna impresa (facente parte del piano di allocazione) è stata definita una quota massima di emissione di CO₂ (valutata in tonnellate di CO₂ emesse ogni anno in atmosfera), valevole per il periodo 2008-2012.

Per acquisire ulteriori permessi di emissione, in aggiunta a quelli assegnati, le imprese possono, inoltre, ricorrere agli altri due "meccanismi flessibili" previsti dal Protocollo di Kyoto: il CDM (*Clean Development System*) e il JI (*Joint Implementation*). Attraverso tali meccanismi si possono finanziare direttamente iniziative congiunte o incentivare lo sviluppo ambientalmente sostenibile in Paesi in via di sviluppo. I meccanismi flessibili consentono, infatti, di utilizzare a proprio credito attività di riduzione delle emissioni effettuate al di fuori del territorio nazionale.

Riassumendo, si distinguono tre tipi di meccanismi flessibili:

- la partecipazione a mercati internazionali di permessi di emissione, assimilabili all'*Emission Trading* europeo e rispondenti ai criteri del Protocollo;
- *Joint Implementation* (JI): investimento, da parte delle imprese dei paesi industrializzati, in progetti di riduzione delle emissioni nette in altri paesi industrializzati. La riduzione ottenuta può essere dedotta dall'obiettivo imposto dal piano di allocazione. La riduzione è valutata in tonnellate di CO₂ e viene definita ERU (*emission reduction unit*);
- *Clean Development Mechanism* (CDM): investimento, da parte delle imprese dei paesi industrializzati, in progetti di sviluppo sostenibile, attraverso l'implementazione di tecnologie atte a ridurre le emissioni di CO₂ limitando gli impatti ambientali nei paesi in via di sviluppo. Questi progetti creano dei crediti di carbonio, definiti CERs (*certified emission reductions*) utili al fine di rispettare l'obbligo imposto dal piano di allocazione.

È prevista una sanzione di 100 € a tonnellata di CO₂ all'impresa che non rispetta la quota prevista dal Piano, oltre al pagamento delle quote di emissione eccedenti l'obbligo.

I costi per il rispetto delle quote di emissione, essendo per la maggior parte coinvolti i produttori di energia, vanno a gravare sul costo di produzione dell'energia elettrica e di conseguenza la bolletta elettrica di tutti i consumatori.

2. L'EFFICIENZA ENERGETICA: UN'OCCASIONE DI RISPARMIO PER LE IMPRESE

Per efficienza energetica s'intende la capacità di sfruttare in modo razionale l'energia per soddisfare un qualsiasi fabbisogno: meno energia viene consumata e migliore sarà l'efficienza energetica, a parità di servizio reso. Un uso razionale dell'energia è possibile attraverso l'implementazione di azioni di programmazione, pianificazione, progettazione e realizzazione che consentono di limitare gli sprechi.

Come visto nel capitolo precedente, l'energia può costituire una componente importante dei costi di gestione di qualsiasi attività a livello imprenditoriale. Questo accade soprattutto in quelle realtà dove i processi industriali fortemente energivori (come ad esempio l'industria siderurgica, l'industria chimica, cartiera) determinano un costo finale del prodotto elevato al di là del prezzo delle altre materie prime utilizzate. Il maggiore costo di produzione ha ricadute anche sulla competitività dell'industria, in presenza di imprese internazionali caratterizzate da minori costi di trasformazione e di conseguenza minori prezzi del prodotto finale venduto sul mercato. Il consumo di energia nei comparti produttivi meno energivori e nel terziario costituisce un costo comunque rilevante nei bilanci aziendali, la cui riduzione può comportare un risparmio diretto per le imprese. Alcuni piccoli accorgimenti possono portare a notevoli risparmi anche perché incentivati a livello nazionale, ma, spesso, anche a livello regionale e locale.

2.1 Interventi per l'efficienza energetica

Gli interventi di efficienza energetica possono essere indirizzati alla riduzione sia del fabbisogno termico, sia del fabbisogno elettrico di un'impresa. Per quanto riguarda il fabbisogno termico le componenti più rilevanti di consumo riguardano il riscaldamento invernale degli edifici e la produzione di calore per il processo produttivo; mentre, per quanto riguarda il fabbisogno elettrico, le componenti più rilevanti sono il funzionamento dei macchinari nell'ambito del processo produttivo (soprattutto nell'ambito dei motori elettrici, pompe, ventilatori), il funzionamento dei sistemi di climatizzazione estiva, la produzione del freddo di processo, l'alimentazione dei sistemi elettronici d'ufficio (*server*, PC) e l'illuminazione.

I possibili interventi per la riduzione del fabbisogno termico di riscaldamento degli edifici sono:

- *sostituzione di vetri e infissi per la riduzione della dispersione termica*: le pareti finestrate costituiscono la maggior fonte di dispersione di calore di un edificio. La sola sostituzione dei vetri singoli con vetri doppi comporta solitamente il dimezzamento della dispersione del calore da/verso l'esterno;
- *coibentazione dell'involucro dell'edificio*: le pareti non isolate hanno dispersione di calore da/verso l'esterno doppia rispetto a pareti della stesso spessore cui è applicato materiale isolante;
- *installazione di una pompa di calore geotermica*: tale soluzione impiantistica permette di ottenere notevoli risparmi di energia primaria per il riscaldamento invernale ed il condizionamento estivo degli edifici, sfruttando il terreno o l'acqua presente in esso come fonte o dispersore di calore;
- *installazione di un impianto solare termico*: tale soluzione permette di ottenere acqua riscaldata attraverso l'irraggiamento solare, riuscendo a ottenere un notevole risparmio di energia primaria;
- *installazione di una caldaia a condensazione*: sono i sistemi per il riscaldamento degli edifici attualmente più efficienti, essendo caratterizzati da elevati rendimenti e riuscendo a recuperare il calore latente dell'acqua presente nei fumi di combustione;
- *installazione di una caldaia a biomasse*: sistema di riscaldamento che utilizza un combustibile vegetale (es: pellets) in alternativa ai combustibili convenzionali;
- *recupero termico da caldaie, forni, impianti di trattamento termico, processi di raffreddamento*: il recupero di calore permette di razionalizzare i consumi di energia termica veicolando il calore recuperato per il ri-

scaldamento dell'acqua calda o verso gli impianti utilizzati per la produzione di vapore o di processo;

- *installazione di unità di cogenerazione*: sistema di produzione combinata di energia elettrica e termica che pertanto sfrutta in modo razionale l'energia del combustibile primario. Nel caso di contemporanea produzione di freddo tale sistema viene anche definito trigenerazione;
- *sostituzione impianto di produzione vapore o calore di processo*: spesso nelle aziende questo tipo di impianti sono datati e poco efficienti. L'applicazione di tecnologie più efficienti presenti sul mercato permetterebbe di produrre sensibili risparmi sui consumi di energia termica.

I possibili interventi per la riduzione del fabbisogno di energia elettrica sono:

- *installazione di motori elettrici ad alta efficienza energetica*: tali apparecchiature comportano notevoli risparmi in termini di energia elettrica a fronte di costi d'investimento superiori recuperabili in breve tempo;
- *installazione di inverter*: tale apparecchiatura permette di variare la velocità dei motori elettrici, comportando una riduzione nella potenza prelevata dalla rete correlata alla diminuzione della velocità dei motori, quindi un risparmio sulla bolletta elettrica anche in termini di penale di energia reattiva⁷;
- *installazione di un impianto di frigorifero ad assorbimento*: sono macchine che sfruttano l'energia termica per la produzione di freddo, comportando un notevole risparmio sulla bolletta elettrica;
- *sostituzione di vetri e infissi per la riduzione della dispersione termica*: la sostituzione dei vetri singoli con vetri doppi permette di preservare meglio la temperatura interna quindi una razionalizzazione dei consumi per la climatizzazione;
- *coibentazione dell'involucro dell'edificio*: le pareti bene isolate preservano meglio la temperatura interna riducendo i consumi relativi alla climatizzazione;
- *modulazione della velocità di utilizzo dei compressori*: attraverso l'applicazione di inverter ai compressori o la sostituzione di questi con motori più efficienti è possibile ottimizzare la velocità di utilizzo riducendo i consumi di energia elettrica;
- *sostituzione forni elettrici*: nel caso di apparecchiature obsolete la sostituzione con altre ad alto rendimento può produrre visibili risparmi dei consumi di energia elettrica.

Gli interventi sopra citati sono agevolati a livello nazionale, attraverso le detrazioni fiscali o attraverso i certificati bianchi.

⁷ Vedi pagina 18 del capitolo 1.

2.2 Gli incentivi all'efficienza energetica

La realizzazione di interventi di efficienza energetica può beneficiare, già dal 2001, dei Certificati Bianchi o Titoli di Efficienza Energetica (TEE) attraverso un meccanismo di mercato ben definito ed ormai consolidato.

I TEE sono dei certificati che attestano l'avvenuta riduzione di consumo di energia primaria in seguito alla realizzazione di un intervento per il risparmio energetico, ogni titolo equivale a una tonnellata equivalente di petrolio (tep) risparmiata.

Questi certificati hanno un valore monetario di riferimento (fissato dall'AEEG) e un valore di scambio che si forma dall'incontro della domanda di TEE, pari alla quota annuale d'obbligo di efficienza energetica a carico dei distributori di energia elettrica e di gas naturale, con l'offerta di TEE cioè dalla disponibilità dei TEE da parte dei soggetti che hanno realizzato interventi di risparmio energetico ed ottenuto i titoli stessi. Infatti, solo alcuni soggetti possono richiedere i TEE all'AEEG e questo non permette un accesso diretto all'incentivo per tutti coloro che intendono intervenire per razionalizzare i consumi di energia. Possono chiedere i TEE solo le Società di Servizi Energetici (SSE), i distributori di energia elettrica e gas e le imprese che hanno un responsabile dell'energia (*energy manager*) ai sensi dell'art. 19 della legge 10/91.

Per essere una SSE ammessa al mercato dei titoli è sufficiente avere sull'oggetto sociale la dizione società che opera nel settore dei servizi energetici integrati anche in modo non esclusivo, e accreditarsi presso l'AEEG. Non sono richiesti requisiti specifici, non è richiesta esperienza nel settore energetico e non è richiesta una forma societaria particolare.

Accessibili a tutti, invece, sono le agevolazioni fiscali per l'efficienza energetica introdotte dalla Finanziaria 2007 e prorogate fino al 31 dicembre 2010 dalla Finanziaria 2008 (Legge n.244/08)⁸.

Tutti i contribuenti, persone fisiche, professionisti, società e imprese che sostengono spese per l'esecuzione degli interventi su edifici esistenti, su loro parti o su unità immobiliari esistenti di qualsiasi categoria catastale, anche rurali, posseduti o detenuti possono beneficiare di questo tipo di agevolazione. Rimane priva di meccanismi di sostegno la pubblica amministrazione che, non avendo una fiscalità diretta, non ha la possibilità di beneficiare delle misure in atto se non attraverso l'accesso al mercato dei TEE.

Sono previste due differenti modalità di agevolazioni a seconda degli interventi:

- **detrazione fiscale del 55%** delle spese nel caso di riqualificazione degli edifici esistenti (riduzione dispersioni termiche, installazione pannelli solari, sostituzione vecchia caldaia con caldaia a condensazione);

⁸ Al momento della redazione del documento (31 ottobre 2010) non è ancora avvenuta la proroga delle detrazioni fiscali oltre il 31/12/'10

- detrazione fiscale del 20% delle spese sostenute nel caso di installazione di motori ad alta efficienza (di potenza tra 5kW e 90kW) e *inverter* (di potenza tra 7.5kW e 90kW).

2.2.1 I certificati bianchi

Dal 1° gennaio 2005 ha avuto inizio il meccanismo che ha l'obiettivo di promuovere l'efficienza energetica attraverso la realizzazione di interventi capaci di produrre un risparmio in termini di consumo di energia primaria. I certificati bianchi sono negoziati nel mercato gestito dal GME o scambiati attraverso contratti bilaterali tra chi effettua interventi di efficienza energetica e chi ha obbligo di risparmiare un quantitativo di tep annuo, ovvero i distributori di energia elettrica e gas.

I decreti del 20 luglio 2004 relativi all'efficienza energetica - rivisti e aggiornati con il decreto del 21 dicembre 2007 - hanno introdotto un obbligo di risparmio ai distributori di energia elettrica e di gas naturale che, alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo abbiano connessi alla propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali. Questi soggetti per adempiere all'obbligo possono:

- investire direttamente presso i clienti finali e produrre il risparmio assegnato;
- acquistare certificati bianchi per un ammontare complessivo pari alla quota di risparmio non conseguito;
- pagare la sanzione.

Allo scambio di questi certificati partecipano:

- i distributori soggetti all'obbligo in qualità di acquirenti o venditori;
- società operanti nel settore dei servizi energetici (SSE);
- imprese artigiane e consortili operanti nel settore dei servizi energetici;
- le aziende che hanno ottemperato all'obbligo di nomina dell'*energy manager* (ai sensi dell'articolo 19, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 10) ossia grandi consumatori di energia (novità introdotta dal DM 21 dicembre 2007);

Solo questi soggetti possono ottenere i TEE a fronte di un intervento che ha prodotto una riduzione dei consumi quantificabile in base a criteri standard o ad un'analisi a consuntivo.

Nel meccanismo dei certificati bianchi è fondamentale il ruolo delle SSE, società, incluse le imprese artigiane e loro forme consortili, che hanno come oggetto sociale l'offerta di servizi energetici integrati per la realizza-

zione e l'eventuale successiva gestione degli interventi. Se vuole entrare nel mercato dei certificati bianchi, qualunque impresa che non faccia parte dei soggetti ammessi al rilascio dei certificati bianchi, deve affidarsi ad una SSE al fine di ottenere questo incentivo. Per quanto riguarda l'approvazione, certificazione e verifica dei certificati bianchi, l'ente competente era fino a giugno 2009 l'AEEG, mentre il GME aveva il compito di emettere i certificati bianchi. Con la Delibera GOP 26/09, l'AEEG ha incaricato l'ENEA di approvare, certificare e verificare i progetti di efficienza energetica per i quali vengono richiesti i certificati bianchi.

Per l'ottenimento dei certificati bianchi è necessaria la compilazione di apposite schede in base all'intervento svolto. Gli interventi vengono infatti suddivisi in: progetti standard, progetti analitici e progetti a consuntivo (Proposte di Progetto e di Programma di Misura).

Vengono qui proposte le caratteristiche fondamentali delle tre diverse tipologie di progetti:

- **i progetti standard** vengono definiti attraverso una scheda standardizzata preparata dalla AEEG e fanno riferimento a interventi specifici e di semplice valutazione per lo più applicabili al settore civile piuttosto che a quello industriale: illuminazione, sostituzione di scaldacqua, installazione di caldaie ad elevato rendimento (quattro stelle) ecc. Questi progetti fanno riferimento a un metodo di valutazione del risparmio di energia su base statistica, in quanto basta moltiplicare l'unità fisica di riferimento, ad esempio la lampadina ad alta efficienza, per il risparmio ad essa attribuito attraverso la scheda definita dall'AEEG ed espresso in tep. I progetti standardizzati devono avere una dimensione tale da permettere un risparmio non inferiore a 25 tep/anno.
- **i progetti analitici**, invece, utilizzano un algoritmo di calcolo per la valutazione del risparmio di energia e si applicano a interventi ben definiti (ad esempio "Applicazione nel settore civile di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria", "Applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria"...). Anche in questo caso è stata definita una scheda, detta appunto scheda analitica, che permette di effettuare in maniera abbastanza semplice la valutazione del risparmio di energia conseguito a valle della realizzazione dell'intervento. I progetti analitici devono avere una dimensione tale da permettere un risparmio non inferiore a 100 tep/anno, nel caso di progetti i cui titolari sono i distributori, e non inferiore a 50 tep/anno se i titolari del progetto non sono i distributori ma i soggetti volontari.

- i progetti a consuntivo o Proposte di Progetto e di Programma di Misura devono essere accompagnati da una quantificazione dei consumi pre e post intervento in modo da quantificare il risparmio di energia e devono essere presentati all'ENEA che li valuta e li ammette all'ottenimento dei titoli. I progetti a consuntivo devono avere una dimensione tale da permettere un risparmio non inferiore a 200 tep/anno, nel caso di progetti i cui titolari sono i distributori, e non inferiore a 100 tep/anno se i titolari del progetto sono soggetti volontari.

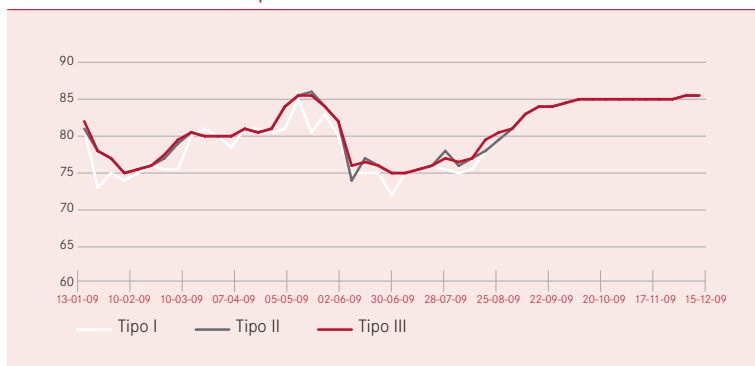
Esistono quattro diverse tipologie di certificato bianco in base al risparmio energetico conseguito:

- certificati bianchi di Tipo I: nel caso di risparmi di energia elettrica;
- certificati bianchi di Tipo II: nel caso di risparmi di gas naturale;
- certificati bianchi di Tipo III: nel caso di risparmi di altri combustibili fossili;
- certificati bianchi di tipo IV: risparmi di altri combustibili nel settore dei trasporti.

I TEE sono riconosciuti annualmente per cinque – otto anni consecutivi dalla data di riconoscimento dell'avvenuto risparmio energetico, in funzione della tipologia di intervento.

Su *Relazione Annuale 2009* del GME viene presentato lo studio sull'andamento del mercato dei TEE. Lo scorso anno sono stati scambiati circa 2,3 milioni di TEE, di cui quasi il 60% attraverso contratti bilaterali e il restante in borsa. Di questi ultimi il 66% era di Tipo I, il 30% di Tipo II e il restante 4% di Tipo III. Il prezzo di scambio è rimasto tra 75 € e 85 € a titolo. Il grafico 4 mostra l'andamento dei prezzi dei certificati bianchi nel 2009.

Grafico 4 - Andamento del prezzo dei certificati bianchi nel 2009



(fonte: GME, 2010)

2.3 Analisi costi-benefici: un esempio numerico

Vengono qui presentate due analisi costi-benefici: un esempio relativo agli interventi di riqualificazione energetica di un edificio e un esempio inerente la sostituzione di un motore elettrico esistente. Tali analisi sono puramente indicative ma risultano molto utili per comprendere ed essere a conoscenza di quali siano i valori in gioco e quali siano i benefici apportati dalle agevolazioni fiscali trattate in precedenza, in termini di riduzione dei tempi di ritorno dell'investimento.

2.3.1 Intervento di riqualificazione energetica di un edificio esistente

Gli interventi di efficienza energetica nel caso di riqualificazione energetica di un edificio, come si è visto nel capitolo precedente, sono molteplici e non esiste un intervento che comporti con certezza il massimo grado di risparmio energetico possibile: ogni azione deve essere valutata caso per caso. I risultati ottenibili da ogni intervento sono determinati da un numero di parametri strettamente collegati all'azienda, al settore di attività, alle modalità dell'attività svolta, alla zona climatica, al sito specifico e molti altri fattori specifici. Pertanto, per svolgere una valutazione costi-benefici, è necessario preventivamente individuare le aree di intervento e sulla base di queste trovare la tecnologia che meglio si applica al caso specifico. Questi passi possono essere intrapresi tramite lo strumento dell'audit energetico: un'analisi approfondita condotta attraverso sopralluoghi presso l'unità produttiva e l'esame di documenti forniti dall'azienda, con l'obiettivo di individuare gli interventi atti al risparmio di energia.

Un esempio che rende l'idea di come sia possibile valutare in termini economici un intervento di efficienza energetica, può riguardare la coibentazione di un edificio. In molte realtà, gli edifici adibiti ad uffici costruiti negli anni '60-'70 presentano pareti perimetrali (verticali e orizzontali) di spessore limitato (qualche centimetro) e infissi costituiti da vetri singoli. Questa tipologia di edifici comporta notevoli consumi energetici per la climatizzazione invernale, che possono comportare consumi paragonabili a quelli propri dell'attività produttiva. Considerando questa situazione, si potrebbe optare per un intervento atto a limitare i consumi agendo sull'involucro dell'edificio.

I parametri di cui è necessario essere a conoscenza per lo svolgimento di tale analisi sono:

- superficie esterna della facciata fonte della dispersione di calore e sulla quale di ipotizza di applicare il materiale isolante;
- fattore di forma dell'edificio;

- consumo specifico attuale per il riscaldamento invernale;
- ubicazione dell'edificio;
- spessore dell'involucro dell'edificio e tipologia di vetri ed infissi esistenti;
- consumi energetici al momento della valutazione per il riscaldamento e raffrescamento dell'edificio.

A scopo puramente indicativo si ipotizzano i seguenti valori:

- superficie facciata esterna dell'edificio: 3.000 m²;
- fattore di forma dell'edificio: 0,39;
- consumo specifico attuale per il riscaldamento invernale: 90 kWh/m³/anno;
- ubicazione a Milano: valore dei gradi-giorno pari a 2.404;
- spessore dell'involucro: telai leggeri + vetri singoli (dispersione indicativa totale: 5 W/m²/K);
- consumi energetici: 75.000 €/anno (in termini di acquisto di gas naturale).

In base ai dati forniti, si potrebbe coibentare la superficie esterna e il tetto dell'edificio in modo da ridurre il consumo di energia primaria. Per ottenere tale risultato è necessario installare doppi vetri e applicare del materiale isolante alle pareti esterne dell'edificio: ipotizzando un costo di 40-50 €/m² e l'installazione di doppi vetri, la spesa totale sarebbe di circa 300.000 €. Tramite tale intervento si potrebbe ipotizzare un risparmio di circa 40.000 € di gas naturale per la climatizzazione che comporterebbe un ritorno dell'investimento in 7,5 anni (considerando un tasso di sconto nullo)⁹.

2.3.2 Sostituzione di un motore elettrico

Si considera la sostituzione di un motore elettrico a quattro poli, valutando sia l'ipotesi di installazione di motore elettrico ad alta efficienza.

Per svolgere l'analisi costi-benefici si ipotizzano i seguenti parametri:

- funzionamento motore elettrico: 3.500 h/anno;
- fattore di utilizzo (percentuale di utilizzo del motore rispetto alle ore di lavoro dello stabilimento): 100%;
- fattore di carico (percentuale rispetto al pieno carico a cui lavora il motore): 75%;
- costo medio energia elettrica: 0,1 €/kWh;
- taglia motore elettrico: 15 kW;
- costo motore ad alta efficienza: 1.000 € (compresa l'installazione);
- efficienza del motore sostituito: 88,2%;
- efficienza del nuovo motore: 92,4%.

⁹ Senza considerare le detrazioni fiscali del 55%.

È possibile calcolare il risparmio di energia elettrica con la seguente formula:

$$\text{Risparmio (kWh/anno)} = P * F_c * h * F_u * \left(\frac{1}{\text{effC}} - \frac{1}{\text{effA}} \right)$$

dove:

P= potenza del motore elettrico (kW)

F_c= fattore di carico (%)

h= ore di funzionamento durante l'anno (h/anno)

F_u= fattore di utilizzo (%)

effC= efficienza del motore convenzionale (%)

effA= efficienza del motore ad alta efficienza (%)

In base ai dati ipotizzati l'installazione del motore ad alta efficienza, comporta un risparmio di circa 2.000 kWh/anno, pari a circa 300 €/anno. Pertanto il ritorno economico dell'investimento risulta pari a poco più di 3 anni¹⁰.

¹⁰ Senza considerare le detrazioni fiscali del 20% e i TEE.

3. L'AUTOPRODUZIONE DI ENERGIA ALL'INTERNO DELLE IMPRESE

Prima di addentrarsi nelle tecnologie e negli aspetti normativi è importante definire il concetto di autoproduzione: con tale termine si intende la generazione di energia destinata al soddisfacimento dei propri fabbisogni energetici. Per quanto riguarda la componente di energia elettrica, il Decreto Bersani prevede la qualifica di autoproduttore per i soggetti che producono e utilizzano energia elettrica in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio. La sovrapproduzione elettrica può essere ceduta (con remunerazione) alla rete elettrica nazionale. Il processo di liberalizzazione e di ristrutturazione del mercato dell'energia, ma soprattutto il sostegno alla microgenerazione distribuita con fonti rinnovabili attraverso tariffe incentivanti, negli ultimi anni ha reso più semplice e favorito la diffusione dell'autoproduzione di energia elettrica e il conseguente sviluppo delle fonti rinnovabili.

L'autoproduzione non è riferita soltanto alla generazione di energia elettrica ma anche alla generazione di energia termica (calore): è possibile infatti implementare tecnologie per la produzione di acqua calda e/o vapore, i pannelli solari termici e gli impianti di cogenerazione. Questi ultimi permettono di produrre contemporaneamente energia elettrica e calore ottenendo ottimi benefici sia dal punto di vista economico, sia dal punto di vista ambientale (minor consumo di combustibili fossili e minori emissioni di sostanze inquinanti).

Oltre alle tecnologie normalmente utilizzate per l'autoproduzione di energia quali gli impianti fotovoltaici, gli impianti di cogenerazione a gas naturale e gli impianti solari termici, vi è anche la possibilità di utilizzare gli scarti di produzione per la generazione di energia. Per esempio nel settore agricolo, alimentare, di allevamento, forestale la possibilità di disporre di scarti biodegradabili può essere sfruttata per la produzione di energia elettrica e/o termica.

In questo capitolo verranno trattate le tecnologie che meglio si adattano al contesto lombardo, pertanto non verrà trattata l'installazione di impianti minieolici (a causa di valori di velocità del vento che non permettono l'applicazione di tale tecnologia), mini idroelettrici (essendo ormai quasi totalmente sfruttati i salti idraulici disponibili, ma ci sono casi interessanti, quali ad esempio il canale della Muzza) e pompe di calore (anche se nell'ultimo biennio vi è stato, in ambito civile, un forte aumento di installazione di tali sistemi), ma ci si focalizzerà sull'installazione di impianti solari fotovoltaici, solari termici, sistemi di cogenerazione e impianti per lo sfruttamento di scarti di produzione.

3.1 La convenienza economica dell'autoproduzione di energia elettrica

La base dalla quale partire per decidere se intraprendere un investimento nell'autoproduzione di energia elettrica è sicuramente l'analisi costi/benefici, in modo da poter valutare la convenienza economica dell'investimento e quantificare la ricaduta di tale convenienza sull'attività produttiva dell'impresa.

Ogni azione realizzata con l'obiettivo di produrre energia elettrica destinata all'autoconsumo deve essere analizzata per ciascuna situazione specifica. Sono infatti molteplici i parametri che giustificano o meno la fattibilità tecnico-economica di un investimento: la tipologia di fornitura di energia elettrica e termica in essere, i profili di carico termico ed elettrico, il sito in cui è localizzata l'azienda, la dimensione dell'azienda, la struttura impiantistica dell'azienda, l'orario di lavoro, il settore specifico ecc. Pertanto è necessaria una valutazione caso per caso in modo da trovare la tecnologia che meglio si adatta alle attività dell'azienda, tenendo conto degli incentivi economici eventualmente disponibili per la tecnologia scelta. Alcune tecnologie sono infatti supportate attraverso agevolazioni fiscali, riduzioni sulle imposte sull'acquisto di combustibili, tariffe incentivanti sull'energia prodotta (*Conto Energia* per il fotovoltaico e tariffe incentivanti per le altre fonti rinnovabili), bandi regionali ecc. Spesso senza questi accorgimenti, tali tecnologie non sarebbero competitive poiché comporterebbero tempi di ritorno degli investimenti elevati.

Ai fini dell'analisi riguardante la fattibilità tecnico-economica dell'investimento è fondamentale il dimensionamento dell'impianto: conviene in alcuni casi dimensionare gli impianti di produzione rispetto ai propri fabbisogni, in modo da concentrarsi sull'energia autoprodotta, minimizzando la cessione di energia nel caso in cui ne venga prodotta in eccesso. Infatti, per quanto riguarda l'energia termica prodotta in regime cogenerativo, la parte di calore in eccesso rispetto ai propri autoconsumi qualora non fosse possibile veicolarlo verso un'altra utenza, deve essere dispersa nell'ambiente attraverso aerotermini con le conseguenti perdite economiche. Per quanto riguarda invece l'energia elettrica in eccesso, sono attualmente previsti principalmente diversi meccanismi per la remunerazione di tale energia: lo scambio sul posto per gli impianti fino a 200 kW, il ritiro dedicato e la vendita al mercato libero. Lo scambio sul posto consente, in generale, di immettere in rete l'energia elettrica prodotta ma non immediatamente autoconsumata, per poi prelevarla in un momento successivo

per soddisfare i propri consumi. Il GSE riconosce un contributo, chiamato contributo in conto scambio, al fine di remunerare l'energia elettrica immessa in rete e una parte degli oneri sostenuti per il prelievo. Il ritiro dedicato invece prevede la remunerazione secondo un prezzo minimo garantito aggiornato annualmente (per gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili fino a 1 MW) oppure secondo un prezzo zonale suddiviso per fascia oraria di consumo (per gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili di potenza superiore a 1 MW e gli impianti di cogenerazione). I prezzi vengono definiti dall'AEEG. Attualmente il prezzo minimo garantito per gli impianti a fonti rinnovabili di potenza inferiore a 1 MW è strutturato a scalini, con il primo corrispettivo pari a 101,8 €/MWh fino a 500 MWh immessi in rete) pari a 85,8 €/MWh da 500 MWh a 1.000 MWh e pari a 75 €/MWh da 1.000 MWh a 2.000 MWh.

Oltre ai due meccanismi citati, è possibile vendere l'energia elettrica presso la borsa elettrica o tramite i contratti bilaterali di compravendita di energia con operatori grossisti: questa modalità risulta conveniente soprattutto nel caso di centrali di produzione di elevata potenza (impianti superiori a qualche MW), in quanto i prezzi di cessione al GSE sono in generale superiori al prezzo di borsa per gli impianti di piccole dimensioni e dato che vengono evitati i costi gestionali di partecipazione alla borsa elettrica.

Dal 2009, per effetto della finanziaria 2008 e dei successivi decreti attuativi, i nuovi impianti alimentati a fonti rinnovabili (con l'eccezione del fotovoltaico che gode di un'apposita tariffa stabilita dal *Nuovo e dal Terzo Conto Energia* di cui discuteremo nel paragrafo successivo) fino a 1 MW di potenza, ricevono una tariffa omnicomprensiva differenziata in base alla fonte rinnovabile di alimentazione dell'impianto.

3.2 Gli impianti fotovoltaici

L'installazione di un impianto fotovoltaico appare a prima vista molto semplice poiché ha iter autorizzativi semplificati: generalmente, per impianti installati sulle coperture dei capannoni o sui tetti delle case che non modificano la sagoma dell'edificio, è necessario presentare la Denuncia di Inizio Attività presso gli uffici comunali oppure una comunicazione preventiva al comune¹¹. Tuttavia, nel momento in cui si opta per un investimento in tale tecnologia, ci si imbatte in costi elevati che pertanto richiedono un'analisi molto dettagliata dal punto di vista economico e dimensionale, ma anche un'attenta conoscenza della tecnologia. A livello nazionale, la tecnologia fotovoltaica rimane fanalino di coda nella classifica delle fonti energetiche rinnovabili, essa infatti ricopre meno dell'1% dell'energia rinnovabile attualmente prodotta in Italia, ma negli ultimi anni ha avuto altissimi tassi di crescita facendo divenire l'Italia il quinto paese al mondo per potenza installata (dopo Germania, Spagna, USA e Giappone, *fonte: GSE, 2010*). Per favorire l'espansione di tale tecnologia, dal febbraio del 2007 è in vigore il *Nuovo Conto Energia* che prevede una forte incentivazione economica che permette di avere dei tempi di ritorno dell'investimento di circa 10 anni. Dal 1 gennaio 2011 entrerà in vigore il *Terzo Conto Energia* che non comporta sostanziali modifiche al sistema di incentivazione dal punto di vista operativo, ma che tuttavia prevede una riduzione dell'incentivazione del 10-20% a seconda della tipologia e della dimensione dell'impianto.

3.2.1 La tecnologia

Le componenti principali di un impianto fotovoltaico sono: i pannelli fotovoltaici, l'*inverter*, i contatori, i quadri elettrici ed eventualmente il trasformatore.

I pannelli fotovoltaici sono gli elementi dell'impianto dai quali si ottiene la produzione di energia elettrica, attraverso l'effetto fotovoltaico: esso consiste nel trasferimento dell'energia posseduta dalla radiazione luminosa direttamente agli elettroni più esterni contenuti nei materiali semiconduttori, il cui flusso all'interno di tale materiale genera la corrente elettrica. La produzione di energia elettrica risulta quindi dipendente dall'irraggiamento solare. L'irraggiamento solare dipende da diversi fattori: l'altitudine, la latitudine, le condizioni atmosferiche, l'esposizione e l'orientamento. In Italia, la produzione massima si ottiene con inclinazione dei pannelli di circa 30°-35° rispetto al piano campagna e orientamento perfetto a Sud. In

¹¹ Delibera della Giunta Regionale N. 8/10622 del 25/11/'09.

condizioni ottimali, percorrendo la nostra penisola si passa dai circa 1.000 kWh prodotti per kW di pannelli fotovoltaici installati (in alcune zone del Nord Italia) fino a circa 1.500 kWh per kW (nelle parti più meridionali della Sicilia). Mediamente in Lombardia, in condizioni ottimali, si possono produrre 1.100 kWh per kW installato. A parità di superficie la produzione dipende comunque anche dalla tipologia dei pannelli installati. Sul mercato esistono principalmente tre tipologie di pannelli che si differenziano in base alla tipologia di semiconduttore: pannelli a silicio monocristallino, a silicio policristallino e a silicio amorfo.

- **pannelli in silicio monocristallino:** sono costituiti da una struttura cristallina compatta. Sono la tipologia contraddistinta dalla maggior efficienza di conversione della radiazione solare in energia elettrica (16-18%), ma è la tecnologia più costosa. Attualmente in Lombardia il 40% degli impianti fotovoltaici è costituita da tale tecnologia.
- **pannelli in silicio policristallino:** sono costituiti da una struttura non omogenea e presentano rendimenti buoni ma non ai livelli dei pannelli monocristallini (12-15%), ma hanno un costo minore rispetto ai pannelli monocristallini. Attualmente in Lombardia il 53% degli impianti fotovoltaici è costituita da tale tecnologia.
- **pannelli in silicio amorfo:** in questa tipologia di pannelli, il silicio viene chimicamente depositato in forma amorfa (quindi non cristallina) su di una superficie di sostegno. Ha rendimenti più bassi rispetto alle tipologie cristalline (6-8%) ma a costi inferiori rispetto ai pannelli a silicio cristallino. Le caratteristiche principali che contraddistinguono questi pannelli è la flessibilità intrinseca che permette un adattamento perfetto alla forma della copertura sui quali vengono installati a favore dell'integrazione architettonica (che come si vedrà più avanti è fondamentale ai fini degli incentivi), il peso limitato e la possibilità riprodurre energia anche durante giornate nuvolose (sfruttamento della luce diffusa). Attualmente in Lombardia il 7% degli impianti fotovoltaici è costituita da tale tecnologia.

Dall'ultimo anno sta assumendo sempre più consistenza il mercato dei pannelli in telluro di cadmio: tale tecnologia permette di avere rendimenti superiori e una maggiore stabilità nel tempo rispetto ai pannelli in silicio amorfo (10-11%) a costi più contenuti rispetto al silicio mono/policristallino.

A causa dei bassi rendimenti della tecnologia fotovoltaica risulta alle difficile coprire completamente il proprio fabbisogno elettrico se non si hanno a disposizione grandi superfici sulle quali installare l'impianto. La percentuale di fabbisogno soddisfatto dipende comunque dai consumi, pertanto per alcuni settori (tipici il terziario e l'agricolo) si hanno maggiori possibilità di copertura totale della richiesta di energia elettrica.

Una volta generata l'energia elettrica, essa deve essere resa disponibile per l'utilizzo e per l'immissione in rete. A tale scopo viene predisposto un apparecchio elettronico, l'*inverter*. Tale dispositivo converte l'energia elettrica continua in energia elettrica alternata con corrette caratteristiche di ampiezza e frequenza, in modo che possa essere fruibile. La scelta dell'*inverter* non deve essere sottovalutata: l'efficienza, la produttività e l'affidabilità dell'intero impianto dipendono dalla qualità e dalle prestazioni di tale apparecchio.

Una volta trasformata in corrente alternata, viene inserito un contatore che misura la quantità di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e successivamente l'impianto viene collegato alle utenze elettriche interne e alla rete elettrica esterna. Nel collegamento di questa ultima è presente un contatore avente il compito di misurare l'energia immessa in rete e l'energia prelevata dalla rete (solo nel caso di convenzione di scambio sul posto). Prima dell'immissione in rete è possibile che venga installato un trasformatore (se non già presente) al fine di modificare la tensione dell'energia elettrica prodotta dal generatore fotovoltaico e renderla compatibile a quella rete elettrica.

3.2.2 Aspetti economici

Fino a dicembre 2010 sarà in vigore il *Nuovo Conto Energia* che prevede tre diverse fonti di ricavi economici derivanti dalla produzione dell'energia elettrica da fonte solare fotovoltaica: l'incentivazione sulla totalità dell'energia elettrica prodotta tramite la tariffa incentivante, la remunerazione dell'energia immessa in rete e il beneficio economico derivante dal minore prelievo di energia elettrica dalla rete e quindi dal minore costo della bolletta elettrica.

La tariffa incentivante, che costituisce la parte economicamente più rilevante dei ricavi derivati dalla produzione di energia elettrica, viene erogata dal GSE per un periodo di 20 anni ed è differenziata per potenza nominale dell'impianto fotovoltaico e per integrazione architettonica.

Essa viene erogata per ogni kWh che viene prodotto dall'impianto fotovoltaico, sia che venga autoconsumato sia che venga ceduto alla rete. La tabella 4 mostra i valori della tariffa incentivante per l'anno 2010:

Tabella 4 - Tariffe incentivanti all'energia elettrica prodotta da fonte solare fotovoltaica per l'anno 2010

Potenza impianto	Non integrato [€/kWh]	Parzialmente integrato [€/kWh]	Totalmente integrato [€/kWh]
P < 3kW	0,384	0,422	0,470
3 kW < P < 20kW	0,365	0,403	0,442
P > 20 kW	0,346	0,384	0,422

Come si nota dai valori riportati in tabella gli impianti di piccola taglia e installati sugli edifici ricevono la maggiore incentivazione.

I valori riportati in tabella sono incrementati del 5% nei seguenti casi:

- impianti di potenza superiore a 3kW non integrati il cui responsabile autoconsuma almeno il 70% dell'energia elettrica prodotta;
- impianti in cui il soggetto responsabile è una scuola o una struttura sanitaria pubblica;
- impianti installato in maniera totalmente integrata in edifici, fabbricati, strutture edilizie di destinazione agricola in sostituzione delle coperture in eternit o amianto presenti;
- impianti i cui soggetti responsabili sono enti locali con popolazione inferiore a 5000 abitanti.

Da gennaio 2011 entra in vigore il *Terzo Conto Energia* che comporta una riduzione delle tariffe incentivanti mediamente del 10-20% a seconda della tipologia dell'impianto e della potenza nominale. Inoltre per l'anno 2011 sono previste delle riduzioni delle tariffe ogni quadrimestre.

Nella tabella 5 sono riportati i valori di queste ultime suddivise per potenza nominale e tipologia dell'impianto:

Tabella 5 - Tariffe incentivanti valide per gli impianti solari fotovoltaici per l'anno 2011

Potenza impianto [kW]	Tariffe valide per gli impianti entranti in esercizio da 1/1/11 a 30/4/11		Tariffe valide per gli impianti entranti in esercizio da 1/5/11 a 31/8/11		Tariffe valide per gli impianti entranti in esercizio da 1/9/11 a 31/12/11	
	sugli edifici [€/kWh]	altri [€/kWh]	sugli edifici [€/kWh]	altri [€/kWh]	sugli edifici [€/kWh]	altri [€/kWh]
$1 \leq P \leq 3$	0,402	0,362	0,391	0,347	0,38	0,333
$3 < P \leq 20$	0,377	0,339	0,36	0,322	0,342	0,304
$20 < P \leq 200$	0,358	0,321	0,341	0,303	0,323	0,285
$200 < P \leq 1.000$	0,355	0,314	0,335	0,309	0,314	0,266
$1.000 < P \leq 5.000$	0,351	0,313	0,327	0,289	0,302	0,264
$P > 5.000$	0,333	0,297	0,311	0,275	0,287	0,251

Come si nota dalla tabella le tariffe incentivanti sono suddivise in più scaglioni rispetto al *Nuovo Conto Energia* ed è stata eliminata la differenziazione tra impianti parzialmente e totalmente integrati nella struttura architettonica dell'edificio sul quale venivano installati. Il *Terzo Conto Energia* prevede questo meccanismo di incentivazione fino a dicembre 2013. Per l'anno 2012 e 2013 le riduzioni saranno pari al 6% all'anno rispetto a quelle previste per l'ultimo quadrimestre del 2011.

Vengono inoltre individuate altre tre tipologie di impianti solari soggetti ad incentivazione:

- gli impianti solari fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative: impianti aventi potenza non inferiore a 1kW e non superiore a 5MW che utilizzano moduli e componenti speciali sviluppati specificatamente per integrarsi e sostituire elementi architettonici. Per questa tipologia di impianti sono previste le tariffe incentivanti riportate in tabella 6:

Tabella 6 - Tariffe incentivanti valide per gli impianti solari fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative per l'anno 2011 (per gli anni successivi è prevista una riduzione annua del 2%)

Potenza impianto [kW]	Tariffa incentivante [€/kWh]
$1 \leq P \leq 3$	0,44
$3 < P \leq 20$	0,40
$P \geq 200$	0,37

- **impianti solari a concentrazione:** impianti aventi potenza non inferiore a 1kW e non superiore a 5MW realizzati con componenti di nuova costruzione o comunque non impiegati in altri impianti. Per questa tipologia di impianti sono previste le tariffe incentivanti riportate in tabella 7:

Tabella 7 - Tariffe incentivanti valide per gli impianti solari a concentrazione per l'anno 2011 (per gli anni successivi è prevista una riduzione annua del 2%)

Potenza impianto [kW]	Tariffa incentivante [€/kWh]
$1 \leq P \leq 200$	0,37
$200 < P \leq 1.000$	0,32
$P \geq 1.000$	0,28

- **gli impianti solari fotovoltaici con innovazione tecnologica**¹².

Le altre novità introdotte dal Terzo Conto Energia sono:

- **premio abbinato ad un uso efficiente dell'energia:** per gli impianti solari fotovoltaici e per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative, operanti in regime di scambio sul posto, è possibile richiedere un incremento delle tariffe incentivanti se si realizzano interventi di efficienza energetica presso l'edificio su cui è ubicato l'impianto. L'intervento realizzato deve produrre un risparmio almeno del 10% degli indici di prestazione energetica estiva e invernale sull'edificio su cui insiste l'impianto, risparmio attestato da certificato energetico prodotto ante e post intervento, in cambio di una maggiorazione della tariffa incentivante pari alla metà del valore percentuale di risparmio conseguito, comunque non superiore al 30% del valore della stessa tariffa. Per gli impianti fotovoltaici che operano in regime di scambio sul posto realizzati su edifici di nuova costruzione è necessario che gli indici di prestazione energetica invernale ed estiva siano inferiori almeno del 50% di quanto stabilito dalla normativa vigente, che deve essere attestato da certificazione energetica, in cambio di un incremento della tariffa incentivante del 30%. La maggiorazione viene riconosciuta per il periodo residuo di diritto alla tariffa incentivante.
- **premi per soggetti con profilo di scambio prevedibile:** per i sistemi caratterizzati da un profilo di scambio prevedibile con la rete elettrica è previsto un incremento delle tariffe incentivanti pari al 20%. Per sistemi con profilo di scambio prevedibile si intende quel sistema che:
 - è costituito da uno o più impianti fotovoltaici gestiti dal soggetto responsabile con un aggregato di punti di immissione, punti di prelievo e di eventuali sistemi di accumulo dell'energia, trattati su base oraria e sottesi a un'unica cabina primaria;

¹² Al momento della redazione del testo (31 ottobre 2010) non è stato ancora pubblicato il decreto che definisce le caratteristiche tecniche e le tariffe incentivanti per questa tipologia di impianti.

- realizzato da uno o più impianti fotovoltaici con potenza complessivo superiore a 200 kW e inferiore a 10 MW;
- con profilo complessivo di scambio con la rete elettrica (programma orario rispettato almeno per 300 giorni l'anno e che va dalle ore 8.00 alle ore 20.00 e che viene comunicato il giorno prima al GSE con un margine di errore non superiore al 10%).
- altri premi: la tariffa incentivante può essere incrementata del:
 - 5%, se l'impianto è stato realizzato in aree definite industriali, commerciali, cave o discariche esaurite, area di pertinenza di discariche o di siti contaminati¹³;
 - 5% per gli impianti fotovoltaici realizzati su edificio e operanti in regime di scambio sul posto realizzati in comuni con un numero di abitanti inferiori a 5.000;
 - 10% per gli impianti fotovoltaici realizzati su edificio in sostituzione di coperture in eternit o comunque contenenti amianto.

Le tariffe incentivanti previste dal *Terzo Conto Energia*, seppure siano state ridotte rispetto a quelle previste dal *Nuovo Conto Energia*, permettono di recuperare l'investimento in circa 10 anni nel caso in cui l'impianto sia dimensionato in maniera corretta: come già riportato in precedenza è infatti un dimensionamento ottimale, che a parità di condizioni, genera il massimo beneficio economico. Tale affermazione è avallata dai dati forniti dal GSE, relativi agli impianti installati fino a dicembre 2009: in Lombardia, prima regione in Italia per numero di impianti installati, la potenza media degli impianti è pari a 11 kW mentre per esempio in Puglia, prima regione italiana per potenza installata, tale valore sale a più di 40 kW di media (*fonte: GSE, 2010*). Queste considerazioni giustificano quanto detto relativamente ai dimensionamenti: in Lombardia, non essendovi un'elevata radiazione solare, gli impianti sono stati dimensionati più per l'autoconsumo che per la vendita. Nelle regioni del Sud invece, essendo più elevati i livelli di radiazione solare (fino al 40% in più rispetto alle regioni settentrionali), la percentuale di impianti medio-grandi (di potenza superiore a 50 kW) cresce notevolmente. In ultima analisi è necessario quantificare il costo totale dell'impianto: il prezzo d'installazione degli impianti fotovoltaici varia tra i 3.000 e i 4.500 € per kW installato. Il limite superiore si riferisce agli impianti domestici mentre il limite inferiore alle centrali di potenza. Nell'ultimo anno i costi sono diminuiti di circa il 10-15% a causa della riduzione del prezzo del silicio, pertanto è possibile che nei prossimi anni i costi per gli impianti fotovoltaici di piccole-medie dimensioni si avvicinino ai livelli attuali delle centrali di potenza.

¹³ Come definiti dall'articolo 240 del D.lgs. del 3 aprile 2006, n.152 (TU ambiente) e successive modificazioni e integrazioni.

3.3 Gli impianti solari termici

L'installazione di un impianto solare termico permette di produrre acqua calda (utilizzata anche ai fini del riscaldamento degli edifici) o per produrre vapore da utilizzare nei processi industriali, risparmiando sui consumi di combustibili fossili (gas naturale e gasolio). L'applicazione industriale risulta finora poco sviluppata sia a livello nazionale sia a livello europeo essendo ancora in fase sperimentale, infatti sono ancora modesti gli impianti installati in tale ambito anche se tale tecnologia è in grado di produrre vapore a medio-bassa temperatura che potrebbe essere utilizzato nei processi produttivi.

Affinché un processo sia compatibile con l'applicazione di questa tecnologia è fondamentale che sussistano le seguenti condizioni:

- domanda di calore e/o refrigerazione il più possibile continua e compatibile con la curva di producibilità caratteristica del binomio fonte-tecnologia (massimo estivo, minimo invernale);
- temperatura massima del calore richiesto intorno a 100°C (ma esistono applicazioni sperimentali che superano tale soglia);
- possibilità impiantistica di installazione del sistema solare in condizioni favorevoli per la produzione di calore.

3.3.1 La tecnologia

La componente principale di un impianto solare termico per la produzione di acqua calda è il pannello, chiamato anche collettore solare piano. I pannelli solari sono costituiti da un assorbitore che ha la funzione di assorbire la radiazione solare e di trasformarla in calore (trasformazione fototermica) il quale viene ceduto al fluido termovettore (acqua o aria). Pertanto, oltre alla capacità di trasformare la radiazione in calore, l'assorbitore deve avere una buona capacità di trasmissione del calore al fluido: per tale motivo solitamente si prevede di utilizzare un metallo (per esempio il rame), in modo da sfruttare le capacità di trasmissione termica di tali materiali.

L'efficienza di un pannello è determinata anche dalla capacità di minimizzare le dispersioni termiche: per questo motivo è previsto che l'assorbitore abbia una copertura esterna trasparente frontale (vetro) mentre lateralmente e sul retro viene coibentato. I pannelli così costituiti possono produrre acqua calda anche oltre le normali temperature richieste sia per il riscaldamento che per usi sanitari (45°C). Per ottenere temperature del fluido termico più elevate è possibile installare collettori a tubi sottovuoto:

ogni striscia di assorbitore è inserita in un tubo di vetro in cui è stato creato il vuoto. Questa applicazione comporta un'alta riduzione delle dispersioni termiche con la possibilità di raggiungere temperature, che in fase di stagnazione (circolazione bloccata del fluido termovettore), possono raggiungere i 250°C (temperature raggiunte al momento quasi esclusivamente da impianti sperimentali). A livello di produzione di acqua calda/vapore, valgono le stesse condizioni degli impianti solari fotovoltaici: la massima produzione si ottiene quando i pannelli sono rivolti perfettamente a Sud ed inclinati di 30-35° rispetto al piano campagna. Nelle regioni meridionali del nostro Paese si ottengono le maggiori produzioni a parità di condizioni di installazione e di pannelli, essendo più elevata la radiazione solare.

Le altre componenti di un impianto per la produzione di acqua calda sono: il serbatoio dell'acqua calda (o bollitore), la caldaia ausiliaria, il circuito per la circolazione fluido termovettore e le componenti del circuito (valvole e pompe). A seconda di dove è situato il serbatoio di acqua calda e della presenza di una pompa di circolazione, si parla di impianti a circolazione forzata e impianti a circolazione naturale.

L'impianto a circolazione forzata è formato da un collettore piano connesso con un serbatoio, localizzato all'interno dell'edificio, attraverso un circuito idraulico. Il fluido termovettore viene fatto circolare nel circuito tramite l'azionamento di una pompa di circolazione che viene azionata da un regolatore differenziale di temperatura: la pompa entra in funzione quando la temperatura del fluido termovettore all'interno del collettore è superiore alla temperatura di riferimento impostata nel serbatoio di accumulo. Il calore viene quindi trasportato al serbatoio di accumulo e ceduto all'acqua sanitaria mediante uno scambiatore di calore.

Mentre in estate l'impianto solare copre tutto il fabbisogno energetico per il riscaldamento dell'acqua sanitaria, in inverno e nei giorni con scarsa insolazione l'impianto serve per il preriscaldamento dell'acqua. La parte del serbatoio che contiene l'acqua calda a pronta disposizione, cioè quella da tenere sempre in temperatura, può essere riscaldata da uno scambiatore di calore legato a una caldaia ausiliaria. Il riscaldamento ausiliario viene comandato da un termostato quando nel serbatoio la temperatura dell'acqua nella parte a pronta disposizione scende al di sotto di un valore minimo preimpostato.

Negli impianti a circolazione naturale, la circolazione tra collettore e serbatoio di accumulo viene determinata dai moti convettivi verticali generati dalla differenza di temperatura del liquido contenuto all'interno del pannello solare, senza energia addizionale, che come visto negli impianti a

circolazione forzata avveniva tramite l'azionamento di una pompa. Il fluido termovettore riscaldandosi all'interno del collettore risulta più leggero del fluido freddo all'interno del serbatoio installato al di sopra del pannello tanto e, a causa di questa differenza di densità, si instaura una circolazione naturale. Il fluido riscaldato cede il suo calore all'acqua contenuta nel serbatoio e ricade nel punto più basso del circuito del collettore. Negli impianti a circolazione naturale il serbatoio viene installato al di sopra del collettore, pertanto tale tipologia di impianto è generalmente costituito da un'unità premontata, costituita da pannello e serbatoio, fissata su una struttura di supporto. Il riscaldamento ausiliario può essere ottenuto tramite una resistenza elettrica inserita nel serbatoio oppure con una caldaia istantanea.

Esistono due tipologie di impianto a circolazione naturale:

- **impianti a un solo circuito:** in cui il fluido termovettore viene fatto circolare direttamente all'interno del collettore;
- **impianti a doppio circuito:** in cui il calore del fluido termovettore (acqua o aria) contenuto nel circuito del collettore viene ceduto all'acqua sanitaria attraverso uno scambiatore di calore.

Nel caso di installazioni degli impianti in siti in cui è possibile raggiungere temperature ambiente per le quali vi è la possibilità che geli l'acqua contenuta nei collettori, è possibile prevedere l'aggiunta di una soluzione antigelo oppure di utilizzare il glicole come fluido termovettore: tale sostanza non ghiaccia anche a bassissime temperature (al di sotto di -35°C) ma ha rendimenti termici leggermente inferiori rispetto all'acqua.

Gli impianti solari termici sono stati installati sinora prettamente in ambito civile poiché riescono a garantire, con l'installazione di circa pochi metri quadrati di pannelli, dal 70% (Nord Italia) al 90% (Sud Italia) di risparmio energetico per la produzione di acqua calda sanitaria e circa il 20 -40% di risparmio energetico per la produzione di calore per il riscaldamento degli ambienti.

A livello industriale, la tecnologia è ancora in fase evolutiva ma la ricerca, che si è concentrata negli ultimi anni nello sviluppo di collettori in grado di operare con la massima efficienza tra gli 80°C e i 250°C (intervallo compatibile molti processi industriali), sta ottenendo risultati molto positivi sia in ambito applicativo che economico. I collettori che trovano applicazione in ambito industriale sono:

- vetriati piani ad elevata efficienza con doppio vetro antiriflesso;
- vetriati piani ad elevata efficienza a chiusura ermetica con gas inerti;

- stazionari a basso grado di concentrazione (collettori parabolici);
- parabolici lineari a concentrazione di piccola taglia.

Queste tipologie di pannelli trovano applicazione nei seguenti settori:

- industria casearia: processi di pastorizzazione, lavaggio e preriscaldamento dell'acqua da applicare nei processi;
- industria tessile e chimica: preriscaldamento dell'acqua da applicare nei processi e lavaggio;
- industria enologica: lavaggio delle bottiglie e, abbinato ad un frigorifero ad assorbimento, refrigerazione dei magazzini;
- industria del legno, ortofrutticolo, per la produzione di tabacco, erbe aromatiche e medicinali: essiccamento a bassa temperatura.

Inoltre possono essere applicati:

- per la produzione di acqua calda per piscine;
- per la produzione di acqua calda per autolavaggi;
- per la produzione di acqua calda in strutture ricettive turistiche.

Gli impianti solari termici possono anche essere installati con la finalità di refrigerazione degli edifici: si parla in questo caso di sistemi *solar-cooling*. Questa tecnologia si basa nell'abbinamento di un impianto solare termico con una macchina frigorifera: questa ultima permette di produrre acqua refrigerata e/o aria refrigerata partendo dal calore prodotto sfruttando l'energia solare. Attualmente questi sistemi non hanno ancora raggiunto la piena maturità commerciale a causa degli alti costi della macchine frigorifere di piccola taglia, caratterizzate al momento da rendimenti non ancora elevati.

3.3.2 Aspetti economici

Dal punto di vista economico, i pannelli solari termici hanno prezzi che variano dai 1.000 €/m² a 400 €/m², ma esistono applicazioni industriali in cui i prezzi scendono intorno ai 200 €/m².

L'investimento ha un tempo di ritorno di alcuni anni (solitamente al di sotto dei 10 anni) ma tale valutazione deve essere effettuata caso per caso. Per quanto riguarda la progettazione a livello civile sono normalmente necessari 1,2 m² di pannelli a persona per la produzione di acqua calda (dimensionati per la produzione di 50 litri di acqua calda al giorno) e 5 m² nel caso l'impianto venga installato anche per il riscaldamento degli edifici.

Tali valori possono scendere intorno a 1 m² a persona nel caso di impianti di grandi dimensioni (oltre 100 m²). Tali dimensionamenti valgono nel caso di inclinazione e orientamento ottimale. Nel caso non sussistano tali condizioni è necessario calcolare la superficie necessaria, facendo il rapporto tra i valori di superficie citati in precedenza e i valori presenti in tabella 8 funzione dell'orientamento e dell'inclinazione:

Tabella 8 - Valori sperimentali utilizzati per il dimensionamento degli impianti nel caso di scostamento dalle condizioni ottimali di produzione

Orientamento	Angolo di inclinazione						
Sud=0°Est/ Ovest=90°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
0°	0,89	0,97	1	0,99	0,93	0,83	0,69
15°	0,89	0,96	1	0,98	0,93	0,83	0,69
30°	0,89	0,96	0,99	0,97	0,92	0,82	0,70
45°	0,89	0,94	0,97	0,95	0,90	0,81	0,70
60°	0,89	0,93	0,94	0,92	0,97	0,79	0,69
75°	0,89	0,91	0,91	0,88	0,83	0,76	0,66
90°	0,89	0,88	0,87	0,83	0,78	0,71	0,62

Come si nota dalla tabella, non considerando le condizioni fortemente sfavorevoli (angolo di inclinazione dei pannelli superiore a 60° rispetto al piano campagna e rivolta a Est o a Ovest), è necessario aumentare la superficie captante dei pannelli di non più del 10% se ci si discosta dalle condizioni ottimali.

3.4 I sistemi di cogenerazione

La cogenerazione è attualmente la tecnologia con il migliore rendimento nella produzione di energia elettrica: i sistemi più evoluti infatti sono in grado di trasformare l'energia del combustibile in elettricità e calore con rendimenti complessivi del 85%.

Essa comporta la produzione combinata di energia elettrica e di energia termica (calore) sfruttando la stessa fonte di energia primaria (combustibile). Normalmente all'interno delle aziende, l'energia elettrica necessaria per il funzionamento delle apparecchiature e dei macchinari viene prelevata dalla rete elettrica, mentre l'energia termica (il calore) necessario per i processi industriali e il riscaldamento degli edifici viene prodotto dalle centrali termiche. La cogenerazione permette di produrre nella propria azienda sia l'energia elettrica che l'energia termica necessari al soddisfacimento dei propri fabbisogni attraverso un solo sistema di produzione.

3.4.1 La tecnologia

Dal punto di vista impiantistico, gli impianti di cogenerazione sono generalmente formati da:

- **un motore primo** (un motore a combustione interna o una turbina a vapore o a gas) con lo scopo di convertire il combustibile utilizzato in energia meccanica;
- **un generatore elettrico** avente il compito di trasformare l'energia meccanica prodotta in energia elettrica;
- **un sistema di recupero termico** avente il compito di recuperare l'energia del combustibile non trasformata in energia meccanica.

Nel caso di impianti a turbine a vapore (impianti di potenza superiore a qualche MW), le pratiche maggiormente utilizzate per la produzione del calore sono:

- **le turbine a condensazione con spillamento**: in tale sistema il calore è prelevato estraendo una certa portata di vapore (detto appunto spillamento) in un punto opportuno del ciclo termodinamico, per inviarla all'utenza termica. La portata rimanente, dopo l'espansione in turbina, è condensata e il calore di condensazione è di norma dissipato;
- **turbine a contropressione**: in tali sistema il vapore è inviato all'utilizzatore termico subito dopo l'espansione in turbina, al quale cede parte dell'energia che ancora possiede.

Solitamente negli impianti con turbine a gas o con motori a combustione interna, il sistema di recupero termico è costituito da uno scambiatore il quale recupera il calore dai fumi prima che essi vengano immessi in atmosfera e, nel caso di motori a combustione interna, anche dal circuito di raffreddamento acqua e olio del motore stesso.

Gli impianti di cogenerazione normalmente applicati nelle imprese ai fini dell'autoconsumo sono costituiti da macchine endotermiche (o a combustione interna): questa tecnologia permette di sfruttare l'energia dei combustibili utilizzati (normalmente si utilizza gas naturale) trasformandola in energia meccanica, da cui è possibile ottenere energia elettrica e calore. I benefici economici ed ambientali della cogenerazione derivano dal rendimento intrinseco superiore a quello degli impianti per la produzione separata di energia elettrica e calore. Per fare un esempio è sufficiente valutare il consumo di combustibile necessario al fine di produrre 30 unità di energia elettrica e 55 di energia termica:

- **produzione separata:** considerando una centrale per la produzione di energia elettrica con rendimento del 40% e una centrale termica (caldaia) con un rendimento dell'85% sarebbero necessari 140 unità di combustibile;
- **impianto di cogenerazione:** considerando un rendimento prossimo al 85%, sarebbero necessari 100 unità di combustibile.

Si ottiene quindi un risparmio di 35 unità di energia primaria, pari ad oltre il 30% di combustibile (con ricadute facilmente valutabili sia sotto il profilo ambientale che sotto il profilo economico). Tuttavia, non sempre la cogenerazione risulta vantaggiosa perché è necessario valutare quanto essa riesce a soddisfare contemporaneamente il fabbisogno elettrico e termico delle attività produttive. È infatti necessario valutare con un adeguato studio la richiesta temporale e quantitativa sia di energia elettrica sia di calore. Se l'impianto non fosse dimensionato in base alle esigenze si potrebbe avere la problematica di utilizzare magari più energia primaria rispetto a quella necessaria nel caso in cui si operasse con impianti separati. Negli ultimi anni la cogenerazione ha avuto una forte espansione, per quanto riguarda l'ambito civile, nel settore del teleriscaldamento degli edifici o del raffrescamento degli stessi attraverso l'installazione di frigoriferi ad assorbimento.

In ambito industriale, tale tecnologia è stata felicemente applicata da tempo nei seguenti settori:

- industrie alimentari;
- cartiere;
- industrie chimiche;
- raffinerie del petrolio;
- industria siderurgica;
- industria automobilistica;
- industria meccanica.

Altri settori in cui è diffuso è quello sanitario (ospedali e case di cura), centri commerciali, piscine e centri sportivi.

3.4.2 Aspetti economici

La diffusione della cogenerazione che si è avuta negli ultimi anni è stata ed è sostenuta da interessanti agevolazioni e incentivi. L'accesso a tali agevolazioni e incentivi è determinato dal rispetto di due parametri che valutano l'efficienza e soprattutto l'efficacia dell'implementazione dell'impianto di cogenerazione nel contesto in cui è stato applicato: i due parametri sono l'IRE (Indici di Risparmio Energetico) che valuta il risparmio di combustibile e l'LT (Limite Termico) che valuta la quantità di energia termica prodotta rispetto all'energia elettrica e termica totale prodotta. Tra gli incentivi e le agevolazioni che normalmente si possono usufruire nel caso di impianti di cogenerazione dimensionati per gli autoconsumi di aziende di medie dimensioni sono:

- la possibilità di accedere al meccanismo dei certificati bianchi relativa all'incentivazione dell'efficienza energetica;
- le agevolazioni fiscali sull'accisa del gas naturale utilizzato per la generazione elettrica, che viene riconosciuto come gas metano ad uso industriale, anche se l'impianto viene implementato per il riscaldamento degli edifici (quindi sarebbe qualificato come gas metano a uso civile);
- la possibilità di accedere al meccanismo di scambio sul posto per il ritiro dell'energia elettrica in eccesso (per impianti di potenza fino a 200 kW);
- le semplificazioni nelle procedure amministrative per l'autorizzazione alla costruzione e la gestione, in particolare per impianti di piccole dimensioni solitamente applicate nel caso degli autoconsumi.

Tali condizioni sono valide sino al 31 dicembre 2010. Dal 1 gennaio 2011, potranno usufruire delle agevolazioni e degli incentivi sopra citati solo gli impianti che ottengono la qualifica di cogenerazione ad alto rendimento (CAR). Da tale data entrano in atto le disposizioni della Direttiva Europea 2008/4/CE, recepite dal nostro Paese dal D.lgs. n.20/07, le quali promuovono lo sviluppo della cogenerazione sulla domanda di "calore utile", cioè sul calore prodotto in un processo di cogenerazione per soddisfare una domanda economicamente giustificabile, quindi non superiore al fabbisogno di calore dell'azienda.

La direttiva, per definire la cogenerazione ad alto rendimento, definisce un criterio basato sul calcolo di un indice (concettualmente equivalente all'IRE), chiamato PES (*Primary Energy Saving*): per definizione tale indice valuta il risparmio di combustibile per la produzione della medesima quantità di energia elettrica e calore qualora essi fossero prodotti separatamente. Per ottenere la qualifica di CAR è necessario che tale indice sia superiore al 10% per impianti di potenza elettrica maggiore di 1 MW, mentre deve essere maggiore di zero per quelli inferiore a tale taglia.

3.5 Gli impianti di recupero di energia da scarti di produzione

Un'ulteriore possibilità di produzione di energia elettrica destinata all'autoconsumo, consiste nell'utilizzo di scarti di produzione. Tale possibilità può essere valutata nei settori in cui vengono prodotti o trattati materiali organici derivanti dalle attività delle industrie alimentari, forestali, agricole, d'allevamento.

Tali settori generano solitamente biomasse di scarto che possono costituire una valida possibilità di produzione di energia. La realizzazione di un impianto di cogenerazione a biomasse è la possibilità che genera i maggiori benefici economici e ambientali: ciò è dovuto al fatto che il combustibile utilizzato risulta essere fonte da energia rinnovabile e pertanto viene incentivato tramite il meccanismo dei certificati verdi (impianti di potenza superiore a 1 MW) o tramite la tariffa omnicomprensiva (impianti di potenza inferiore a 1 MW). Per esempio, un impianto incentivato dalla tariffa omnicomprensiva, ha la possibilità di cedere l'energia elettrica alla rete a un prezzo circa triplo rispetto a quanto viene normalmente remunerato dal ritiro dedicato (280 € per ogni MWh ceduto alla rete). Analisi economiche effettuate su tali tipologie di impianto valutano i tempi di ritorno degli investimenti inferiori ai 5 anni. È necessario comunque ricordare che in tal caso l'energia non deve essere autoconsumata ma deve essere totalmente ceduta alla rete, al fine dell'ottenimento della tariffa incentivante.

3.5.1 Sfruttamento degli scarti da allevamento, alimentari e agricoli

Gli scarti da allevamento, alimentari e agricoli possono essere sfruttati per la produzione di energia attraverso un processo di digestione anaerobica. Questo processo, che avviene all'interno di un apposito reattore biologico, si basa su una serie di trasformazioni chimiche dalla quale è possibile ottenere biogas utilizzabile per la produzione di energia. Il biogas prodotto può essere accoppiato ad un impianto cogenerativo con la possibilità di produrre anche calore utile ai fini delle attività produttive, al netto degli autoconsumi (è necessario sempre assicurare una determinata temperatura all'interno dell'impianto di digestione anaerobica). In uscita dall'impianto si ottiene generalmente un prodotto solido che può essere utilizzato come fertilizzante dei terreni, qualora contenga adeguate concentrazioni di sostanze nutrienti (azoto e fosforo), altrimenti deve essere smaltito con altre modalità.

Il reattore biologico, dimensionato in base alla quantità di biomasse disponibile nell'arco dell'anno e in base al tempo di permanenza di questa nel reattore, può essere di tre tipologie: psicrofilo (temperature di processo di circa 15-20°C e tempi di permanenza anche di alcuni mesi), mesofilo (temperature di processo di circa 35-38°C e tempi di permanenza di circa 20-25 giorni) e termofilo (temperature di processo di circa 50-55°C e tempi di permanenza di circa 10 giorni). Essi si differenziano per temperature a cui avviene il processo di digestione anaerobica: il maggior numero di impianti realizzati è di tipologia mesofila poiché richiede per i processi temperature non elevate che possono essere ottenute direttamente attraverso il calore in uscita dall'impianto cogenerativo posto a valle dello stesso, e tempi di permanenza accettabili.

3.5.2 Sfruttamento degli scarti forestali, alimentari e agricoli

Le biomasse legnose o le biomasse alimentari e agricole a base di cellulosa non sono attaccabili dai batteri e pertanto non è possibile applicare un processo di digestione anaerobica.

Le biomasse normalmente utilizzate in queste tipologie di impianti sono: cippato, *pellets*, gusci e noccioli vari, scarti di falegnameria ecc. In questi casi, queste biomasse possono essere sfruttate in impianti che utilizzando l'energia in esse contenuta, la trasformano in energia meccanica, da cui si ottiene energia elettrica, ed energia termica. Queste tipologie di impianti sono molto simili a impianti termoelettrici tradizionali, cioè costituiti da un forno di combustione, turbine a gas, eventualmente un ciclo combinato. In tal caso, il gas mandato alla turbina prende il nome di *syngas*, ottenuto durante il processo di gassificazione e pirolisi. In Italia esistono più di 100 impianti di tale tipologia che producono circa 5.500 GWh/anno (*fonte: GSE, 2009*). Il tempo di recupero di tali impianti risulta molto conveniente dal punto di vista economico se adottato ad un impianto di cogenerazione, altrimenti i tempi di ritorno si assestano intorno alla decina d'anni.

3.6 Un esempio pratico

Viene qui riportato un esempio pratico relativo all'autoproduzione di energia. È stato scelto di trattare l'installazione di un impianto fotovoltaico poiché tale tecnologia è attualmente quella che ha avuto maggiore successo nel contesto produttivo lombardo e si prevede un continuo aumento sia in termini di potenza installata che di numero totali di impianti installati. L'esempio presentato è molto semplice ma viene ivi proposto in modo da fornire un'analisi completa riguardo la consistenza degli investimenti e del ritorno economico senza entrare in eccessivi tecnicismi economici.

Si considera un'azienda di media dimensione che consuma annualmente 500.000 kWh di energia elettrica e che ha a disposizione 1.000 m² di copertura dei capannoni in eternit, sede delle attività produttiva, perfettamente inclinati a 30° rispetto al piano campagna e orientati a SUD. In tali condizioni si potrebbe optare per la rimozione totale dell'eternit presente e per l'installazione di pannelli fotovoltaici come nuovo materiale di copertura del tetto risultando in tal modo totalmente integrato. Con la superficie considerata e ipotizzando il rendimento dei pannelli pari al 13% (rendimento medio di un pannello policristallino) è possibile installare un impianto di potenza pari a 120 kW che potrebbe produrre circa 130.000 kWh l'anno (in Lombardia). Ipotizzando inoltre il prezzo di acquisto dell'energia pari a 0,15 €/kWh e che l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico venga totalmente autoconsumata (condizione estrema), il beneficio annuo, pari al risparmio in bolletta elettrica, risulta pari a 19.500 €/anno. Ad esso deve essere aggiunto il ricavo da tariffa incentivante di 0,394 €/kWh prodotto dall'impianto (impianto di potenza superiore compresa tra 20kW e 200kW installato su edificio a cui va aggiunto un ulteriore aumento del 10% sulla tariffa per la rimozione dell'eternit) pari a 51.200 €/anno.

Per quanto riguarda i costi, per un impianto di tale dimensione è possibile stimare un costo di 4.000 €/kW (al netto delle spese da sostenere per la rimozione e lo smaltimento della copertura in eternit rimossa): l'investimento totale risulta pari a 480.000 €. Considerando gestione, manutenzione e le imposte sui profitti (in questo caso la sola tariffa incentivante, ipotizzando un autoconsumo totale dell'energia elettrica prodotta), i costi totali annuali risultano pari a circa 20.800 €/anno.

Pertanto il profitto al netto di tali costi, risulta essere pari a 49.900 €/anno che comporta un tempo di ritorno dell'investimento risulta di circa 9-10 anni (considerando il tasso di sconto nullo).

Tale esempio, come detto in precedenza, riporta dei numeri puramente indicativi. Per poter analizzare in maniera dettagliata l'analisi costi-benefici di un impianto di questo tipo è necessario essere a conoscenza di molte informazioni sia tecniche che economiche quali per esempio: andamento dei consumi di energia elettrica giornaliero e mensile, costo di acquisto del kWh al momento dell'autoconsumo, andamento dei costi di manutenzione ed assicurazione, ammortamento del costo dell'impianto, bilancio societario, tasso di sconto applicato dall'azienda ecc.

Avendo a conoscenza tali dati è possibile effettuare una dettagliata analisi economica (*business plan*) la quale potrebbe aiutare nella definizione dell'investimento da effettuare alla luce dei risultati economici ottenuti.

GLOSSARIO

BIOMASSA: sono tutti i materiali vegetali ed i prodotti organici derivanti dall'attività biologica degli animali e dell'uomo, come quelli contenuti nei rifiuti urbani (la "frazione organica" dei rifiuti) che possono essere utilizzati direttamente come combustibili.

BORSA ELETTRICA: sistema di offerte, vendita e acquisto di energia elettrica all'ingrosso che viene effettuata ogni giorno per il giorno successivo attraverso una contrattazione su base oraria.

CALORIA [CAL]: unità di misura utilizzata per quantificare l'energia termica; essa può essere comunque espressa in Wh.

CENTRALI A CICLO COMBINATO: sono impianti che producono energia elettrica attraverso una turbina a gas e una turbina a vapore. I fumi caldi uscenti dalla turbina a gas vengono recuperati per generare vapore.

CHILOWATT [KW]: unità di misura della potenza, pari a 1.000 watt.

CHILOWATTORA [KWH]: unità di misura dell'energia, pari all'energia prodotta in 1 ora da una macchina avente la potenza di 1 kW.

CHILOVARORA [KVARH]: unità di misura dell'energia reattiva che viene applicata solo per le forniture con potenza impegnata superiore ai 15 kW.

COGENERAZIONE: produzione combinata di energia elettrica e termica, utilizzabile sia nell'ambito industriale sia civile. Tecnologia caratterizzata da una elevata efficienza energetica.

ENERGIA DALLE MAREE: l'energia dal mare può essere prodotta sfruttando l'energia dalle maree e dal moto ondoso. L'energia cinetica dell'acqua aziona delle turbine che producono energia elettrica.

ENERGIA EOLICA. è l'energia posseduta dal vento sotto forma di energia cinetica, che trasformata in energia meccanica può essere sfruttata per la generazione di energia elettrica.

ENERGIA GEOTERMICA: è l'energia che deriva dal calore presente negli strati profondi della terra.

ENERGIA IDROELETTRICA: è l'energia che si ottiene sfruttando l'energia contenuta in una massa d'acqua che scorre da un punto a quota più elevata a un punto a quota inferiore.

ENERGIA NUCLEARE: è l'energia che può essere liberata sia attraverso la fissione e cioè dalla separazione di atomi pesanti in nuclei più leggeri, che attraverso la fusione, ovvero dall'unione di elementi leggeri in nuclei più pesanti.

ENERGIA SOLARE FOTOVOLTAICA: è l'energia prodotta da impianti fotovoltaici costituiti da pannelli solitamente a base di silicio in grado di convertire l'energia della radiazione solare in energia elettrica.

ESCO: vedi SSE.

GASSIFICAZIONE: è un processo chimico che trasforma combustibili solidi o liquidi come il carbone, il petrolio, le biomasse e anche i rifiuti solidi urbani in gas di sintesi (syngas) composto principalmente da idrogeno e monossido di carbonio.

GAS NATURALE: combustibile fossile gassoso costituito da metano (dall'88% al 98%) e da piccole quantità di altri idrocarburi.

IMPIANTI TERMOELETTRICI A CARBONE, GAS NATURALE E OLIO COMBUSTIBILE: gli impianti termoelettrici che producono energia elettrica attraverso la combustione di combustibili fossili come il carbone, gas naturale e olio combustibile.

METRO CUBO [M³]: unità di misura del volume per misurare le sostanze allo stato liquido o gassoso.

NORMAL METRO CUBO [NM³]: unità di misura impiegata per quantità di gas e GPL a condizioni normali (temperatura di 0°C e pressione di 1 atmosfera).

PIROLISI: la pirolisi è un processo di degradazione termica che avviene in assenza di ossigeno e a temperature non molto elevate. Viene utilizzata per trasformare sostanze organiche pericolose in composti gassosi, liquidi e solidi. Uno dei processi più utilizzati per il trattamento termico dei rifiuti.

POTERE CALORIFICO: è la quantità di calore che si ottiene dalla combustione completa dell'unità di massa (liquidi e solidi) o volume (gas).

SSE: società che operano nella realizzazione degli interventi di efficienza energetica reperendo le risorse finanziarie richieste, eseguendo diagnosi energetica, studio di fattibilità e progettazione dell'intervento, realizzandolo e conducendone manutenzione ed operatività.

STANDARD METRO CUBO [SM³]: unità di misura impiegata per la quantità di gas a condizioni standard di temperatura e pressione (temperatura di 20°C e pressione di 1 atmosfera).

TEP: è l'unità di misura dell'energia. Equivale a 7,5 barili di petrolio ed è un valore fissato convenzionalmente.

TERMOVALORIZZATORE: impianto in grado di produrre energia elettrica e/o calore dalla combustione dei rifiuti urbani.

WATT [W]: è l'unità di misura della potenza.

WATTORA [WH]: è l'unità di misura dell'energia.

ACRONIMI

AEEG: Autorità per l'Energia e il Gas

AT: alta tensione (energia elettrica)

AU: Acquirente Unico S.p.A.

BT: bassa tensione (energia elettrica)

CAR: Cogenerazione Alto Rendimento

CDM: Clean Development System

ENEA: Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente

ESCO: Energy Service Company

ETS: Emission Trading System

GME: Gestore Mercati Energetici S.p.A.

GSE: Gestore Servizi Energetici S.p.A.

IRE: Indice Risparmio Energetico (cogenerazione)

JI: Joint Implementation

LT: Limite Termico (cogenerazione)

MT: media tensione (energia elettrica)

PES: Primary Energy Saving (equivalente inglese di IRE)

TEE: Titoli Efficienza Energetica

QUADRO LEGISLATIVO

MERCATO LIBERO DELL'ENERGIA ELETTRICA

- Direttiva 96/92/CE: Concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- Decreto Legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 (Decreto Bersani): Attuazione della Direttiva 96/92/CE, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- Delibera AEEG 181/06: Aggiornamento delle fasce orarie con decorrenza 1 gennaio 2007.
- Decreto Legge n. 73 del 18 giugno 2007: Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia.

MERCATO LIBERO DEL GAS

- Direttiva 98/30/CE: Concernente norme comuni per il mercato interno del gas naturale.
- Decreto Legislativo n° 164 del 23 maggio 2000 (Decreto Letta): Attuazione della Direttiva 98/30/CE, concernente norme comuni per il mercato interno del gas naturale.
- Decreto Legge n. 73 del 18 giugno 2007: Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia.

EFFICIENZA ENERGETICA: CERTIFICATI BIANCHI

- Decreto Ministeriale del 24 aprile 2001: Individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.
- Decreto Ministeriale del 24 aprile 2001: Individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
- Decreto Ministeriale del 20 luglio 2004: Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.
- Decreto Ministeriale del 20 luglio 2004: Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

- Decreto Ministeriale del 21 dicembre 2007: Revisione e aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004, concernenti l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili.
- Decreto Legislativo n.115 del 30 maggio 2008: Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

EFFICIENZA ENERGETICA: DETRAZIONI FISCALI DEL 55%

- Decreto Legislativo n. 192 del 19 Agosto 2005: Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.
- Legge n. 296 del 27 dicembre 2006 (legge finanziaria 2007): Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato.
- Decreto Legislativo n. 311 del 29 Dicembre 2006: Disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.
- Decreto Ministeriale del 19 febbraio 2007 ("decreto edifici"): Disposizioni in materia di detrazioni per le spese di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente, ai sensi dell'art. 1, comma 349 della legge 27 dicembre 2006, n. 296.
- Legge n.244 del 24 dicembre 2007 (legge finanziaria 2008): Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato.
- Decreto Ministeriale del 11 marzo 2008: Attuazione dell'articolo 1, comma 24, lettera a) della legge 24 dicembre 2007, n. 244, per la definizione dei valori limite di fabbisogno di energia primaria annuo e di trasmittanza termica ai fini dell'applicazione dei commi 344 e 345 dell'articolo 1 della legge 27 dicembre 2006, n. 296.
- Decreto 26 giugno 2009: Linee guida per la certificazione energetica degli edifici.
- Legge n. 99 del 23 luglio 2009: Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.
- Decreto Ministeriale 6 agosto 2009: Disposizioni in materia di detrazioni per le spese di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente, ai sensi dell'articolo 1, comma 349, della legge 27 dicembre 2006, n. 296.
- Decreto Ministeriale del 26 gennaio 2010: Aggiornamento del decreto 11 marzo 2008 in materia di riqualificazione energetica degli edifici.

EFFICIENZA ENERGETICA: DETRAZIONI FISCALI DEL 20%

- Decreto Ministeriale del 9 aprile 2008 (“decreto motori”): Disposizioni in materia di detrazioni per le spese sostenute per l’acquisto e l’installazione di motori ad elevata efficienza e variatori di velocità (*inverter*), di cui all’articolo 1, commi 358 e 359, della legge 27 dicembre 2006, n. 296.

FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

- Decreto Legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 (Decreto Bersani): Introduzione dell’obbligo all’immissione da parte dei produttori di energia rinnovabile e creazione del mercato dei certificati verdi.
- Decreto Legislativo n. 387 del 19 dicembre 2003: Attuazione della direttiva 2001/77/Ce relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità.
- Decreto Ministeriale del 24 ottobre 2005: Nuove disposizioni per la qualificazione di impianti da fonte rinnovabile (IAFR) e emissione dei certificati verdi.
- Decreto Ministeriale del 21 dicembre 2007: Procedure delle nuove disposizioni del DM 24/10/05.
- Decreto Ministeriale del 19 febbraio 2007: Nuovo Conto Energia.
- Legge 24 aprile 2007: Proroga dei finanziamenti e degli incentivi e propone modalità di calcolo della quota parte di energia prodotta da fonte rinnovabile in impianti misti.
- Decreto Ministeriale del 11 aprile 2008: Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici.
- Decreto Ministeriale 18 dicembre 2008: Abroga il DM 24/10/05 e introduce nuovi meccanismi di incentivazione a partire dal 1/1/08.
- Legge n. 99 del 23 luglio 2009: Disposizioni per lo sviluppo e l’internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.
- Decreto Ministeriale del 6 agosto febbraio 2010: Terzo Conto Energia.
- Decreto Ministeriale del 10 settembre 2010: Linee Guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

NORME STANDARD

- **UNI CEI EN 16001:2009 Energy Management Systems:** Definisce il sistema di gestione energetica di una azienda.
- **UNI CEI EN 15900:2010 Energy Efficiency Services:** Definisce le caratteristiche minime di servizi di miglioramento dell'efficienza energetica.
- **UNI CEI 11352:2010 Società di servizio Energetico - ESCO:** Definisce i requisiti minimi delle società che offrono servizi di miglioramento dell'efficienza energetica secondo la EN 15900.
- **UNI CEI 11339:2009 Esperti in Gestione dell'Energia:** Definisce i requisiti, le competenze minime ed il ruolo dell'Esperto Energetico in una azienda.

Siti internet di interesse

www.acquirenteunico.it: Acquirente Unico
www.agcm.it: Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato
www.aiee.org: Associazione Italiana degli Economisti dell'Energia
www.anigas.it: Associazione Nazionale Industriali del Gas
www.aper.it: Associazione Produttori Energia da Fonti Rinnovabili
www.apre.it: Agenzia per la Promozione della Ricerca Europea
www.assolombarda.it: Assolombarda
www.assoutility.it: Assoutility
www.autorita.energia.it: Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
www.bestresult-iee.com: Progetto Europeo per la promozione delle Fer in edifici residenziali
www.cened.it: Certificazione energetica degli Edifici
www.cer-eu.or: Council of European Energy Regulators
www.cestec.it: Centro per lo sviluppo tecnologico, l'energia e la competitività
www.cnr.it: Consiglio Nazionale delle Ricerche
www.comune.milano.it: Comune di Milano
www.confindustria.it: Confindustria
www.curit.it: Catasto Unico Regionale Impianti Termici
www.ec.europa.eu: Unione Europea
www.eea.eu.int: European Environment Agency per il miglioramento dell'ambiente in Europa
www.eea.europa.eu: European Environment Agency
www.enea.it: Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente
www.erec-renewables.org: European Renewable Energy Council
www.ergreg.org: European Regulators Group for Electricity and Gas
www.fire-italia.it: Federazione Italiana per l'uso razionale dell'Energia
www.groundreach.eu: Progetto Europeo per la promozione delle pompe di calore geotermiche
www.gse.it: Gestore dei Servizi Energetici
www.iea.org: International Energy Agency
www.iefe.unibocconi.it: Istituto di economia e politica dell'energia e dell'ambiente dell'Università Bocconi di Milano
www.kyotoclub.it: Kyoto Club
www.mercatoelettrico.org: Gestore dei Mercati Energetici
www.minambiente.it: Ministero dell'Ambiente e della tutela del Territorio
www.provincia.milano.it: Provincia di Milano
www.regione.lombardia.it: Regione Lombardia
www.sinanet.anpa.it: Rete Nazionale di informazione in campo ambientale
www.sviluppoeconomico.gov.it: Ministero dello sviluppo economico
www.tecnologieefficienti.it: FIRE per la promozione dell'uso razionale dell'Energie
www.uni.com: Ente Nazionale Italiano di Unificazione



ASSOLOMBARDA

via Pantano, 9
20122 Milano
sportello_energia@assolombarda.it
www.assolombarda.it