

FOCUS  
**Le reti Intelligenti**

# gestione energia

periodico di informazione tecnica per gli energy manager

# Nasce l'imprenditore illuminato.

La cogenerazione, tutta l'energia di una nuova specie.

Presenti a VEGETALIA di Cremona (partigiane 2, stand 25/26)



ECOMAX® Cogenerazione industriale



Stabilimento produttivo

L'impresa che guarda al futuro con approccio strategico trova nella cogenerazione la soluzione ideale per ridurre significativamente i costi energetici aziendali e dare un concreto aiuto all'ambiente. Per questo la cogenerazione è la scelta evoluta che definisce l'imprenditoria "illuminata", quella che unisce efficienza ed ecosostenibilità, alla quale AB Energy si rivolge come partner propositivo e risolutivo. Il Gruppo AB, operativo da oltre 30 anni, è leader in Italia nella progettazione e realizzazione di impianti di cogenerazione da 100 a 10.000 kW.

La modularità, l'efficienza e l'affidabilità sono i punti di forza delle soluzioni ECOMAX® che AB propone sia per la cogenerazione destinata all'industria, sia per la valorizzazione energetica del biogas.

AB Energy Spa - Tel. 0309945011 - [www.gruppoab.it](http://www.gruppoab.it)



AB Energy



# gestione energia

periodico di informazione tecnica per gli energy manager

1/2010

#### Direttore responsabile

Paolo De Pascali

#### Direttore editoriale

Armando Claudi

#### Comitato scientifico

Ugo Bilardo, Cesare Boffa, Dario Chello, Sergio Garribba,  
Ugo Farinelli, Sergio Ferrari, Giovanni Lelli

#### Comitato tecnico

Walter Cariani, Francesco Ciampa, Paolo De Pascali,  
Mario de Renzio, Dario Di Santo, Wen Guo, Giuseppe Tomassetti

#### Redazione

Micaela Ancora, Emanuele Martinelli

#### Direzione

FIRE

via Flaminia, 441 - 00196 Roma  
tel. 06 36002543 - fax 06 36002544  
isnova.fire@isnova.it

#### Redazione

FIRE

via Anguillarese, 301 - 00123 S. Maria di Galeria (RM)  
tel. 06 30484059 - 30483626  
fax 06 30484447

GestioneEnergia@fire-italia.org  
ancora@fire-italia.org  
www.fire-italia.org

#### Pubblicità

Gruppo Italia Energia Srl - tel. 0141 827826; fax 0141 827830  
a.claudi@gruppotaliaenergia.it  
redazione@gruppotaliaenergia.it

#### Grafica e impaginazione

Bodoni Comunicazione S.r.l.

#### Rivista trimestrale

Anno X - N. 4/2009 - Dicembre

Registrazione presso il Tribunale di Asti N° 1 del 20.01.2000  
Abbonamento annuale: Italia Euro 27,00 Estero Euro 54,00  
Costo copia: Euro 7,00 - Copie arretrate: Euro 14,00 cad.

#### Stampa

Fabiano Group Srl  
Regione S. Giovanni 40 - 14053 Canelli (AT)  
tel. 0141 827801 - fax 0141 827830



Manoscritti, fotografie e disegni non richiesti anche se non pubblicati, non vengono restituiti.  
Le opinioni e i giudizi pubblicati impegnano esclusivamente gli autori. Tutti i diritti sono riservati.  
È vietata ogni riproduzione senza permesso scritto dell'Editore.

[www.gruppotaliaenergia.it](http://www.gruppotaliaenergia.it)  
[www.fire-italia.org](http://www.fire-italia.org)

**GESTIONE ENERGIA** è un'iniziativa editoriale maturata negli anni novanta all'interno dell'OPET (Organisations for the Promotion of Energy Technologies), rete delle organizzazioni interessate alla diffusione dell'efficienza energetica nei paesi della Comunità Europea allargata, promossa dalla Commissione Europea. La rivista si è avvalsa quindi fin dall'inizio dei contributi ENEA, ISNOVA e FIRE e del supporto di Gruppo Italia Energia. Dal 2005 Gestione Energia diventa organo ufficiale di comunicazione della FIRE. Indirizzata principalmente alle figure professionali che operano nel campo della gestione dell'energia, quali i tecnici responsabili dell'uso razionale dell'energia, gli esperti in energy management, i professionisti ed i tecnici di aziende di servizi energetici, di energy utility, Gestione Energia si rivolge anche a produttori di tecnologie, università, organismi di ricerca e innovazione, grandi consumatori industriali e civili. Persegue una duplice finalità: da una parte intende essere uno strumento di informazione tecnica e tecnico-gestionale per le figure professionali suddette, dall'altra vuole contribuire al dibattito sui temi generali di politica tecnica che interessano attualmente il settore energetico nel quadro più complessivo delle politiche economiche ed ambientali. I contenuti della rivista sono ricercati e selezionati principalmente da FIRE, che ne cura direttamente la parte degli aggiornamenti informatico - istituzionali e assicura articoli sulle tematiche più rilevanti del momento, individuando in Gestione Energia uno dei canali privilegiati di comunicazione delle proprie posizioni ed iniziative nel settore dell'uso razionale dell'energia, con la collaborazione di ENEA, ISNOVA e GRUPPO ITALIA ENERGIA, nell'ambito dei campi di competenza di questi organismi e dei relativi programmi di attività.

**FIRE** (Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia) è nata per iniziativa ENEA nel 1988 ed è un'associazione tecnico-scientifica senza finalità di lucro per la promozione dell'uso razionale dell'energia e per la diffusione mirata dell'informazione di settore, in particolare a sostegno degli utenti finali. La FIRE offre ai suoi associati una serie di servizi di aggiornamento on-line e consulenza di prima guida per supportare le loro iniziative in campo energetico. Dal 1992 è incaricata ed opera in supporto al Ministero dello Sviluppo Economico per l'attuazione dell'art. 19 della legge 10 del 1991 concernente la figura del Responsabile dell'uso dell'energia, Energy manager, raccogliendone tra l'altro le nomine e gestendone la banca dati. Nel contesto del mercato liberalizzato, la FIRE rinnova il proprio impegno istituzionale e, grazie ai collegamenti con gli utenti può contribuire con efficacia anche alla messa a punto delle politiche di "demand side management". L'attività di comunicazione della Federazione legata alla rivista Gestione Energia si avvale della stretta collaborazione con Fabiano Group.

**GRUPPO ITALIA ENERGIA**, collabora con FIRE, ISNOVA ed ENEA da circa un decennio. È una realtà che dal 1979 opera nel settore dell'informazione in campo energetico e, con le sue pubblicazioni, rappresenta il "polo editoriale dell'energia" in Italia. Nel contesto di un mercato liberalizzato, con la sua attività mira a rinnovare e consolidare la funzione istituzionale di "Gestione Energia", rafforzando un prodotto realizzato per rispondere alle esigenze informative e formative degli energy manager riguardanti le opportunità d'impresa, gli incentivi, le normative, le tecnologie e le soluzioni finanziarie nei settori della generazione e dell'uso razionale dell'energia. L'attività di una redazione composta da autorevoli giornalisti ed esperti rende la rivista punto di riferimento per gli operatori di un settore, quello energetico, che gioca un ruolo di primaria importanza nell'economia nazionale.



Towards a better world.

## L'Energia siamo noi.

I nostri tecnici realizzano impianti su misura capaci di produrre energia sicura, pulita, sempre disponibile. Un'affidabile attività di Service è una garanzia in più per il Cliente che punta con noi alla qualità totale.





# Sommario



5

Editoriale. L'energia della paura o la palingenesi?

*Paolo De Pascali*



6

Conto Energia, nuovi provvedimenti e strategie nel settore rinnovabili: ecco gli indirizzi del MSE

Intervista a Sara Romano - *Micaela Ancora*



8

Analisi energetiche di impianti industriali del ciclo idrico

*Claudio Artioli, Margherita Cumani*

12

Assessment energetico nel distretto della calzetteria femminile

*Nino Di Franco, Sigfrido Vignati, Massimiliano Toppi*



18

Produzione di fluidi energetici per l'industria mediante l'impiego di equipaggiamenti termodinamici che utilizzano oli vegetali come combustibile

*Agostino Albertazzi*



22

FOCUS

## le reti intelligenti

22 Le reti intelligenti

*Dario Di Santo*

23 Lo sviluppo delle reti elettriche e del gas

Intervista a Alessandro Ortis - *Micaela Ancora*

26 Concorrenza e sinergie tra le reti energetiche

*Daniele Forni, Giuseppe Tomassetti*

30 Il contributo dello smart metering all'evoluzione delle reti energetiche

*Giuseppe Mauri, Diana Moneta*

34 Gas release e la borsa del gas: la situazione italiana

*Veronica Venturini*

38 Smart grid: certo, ma come ci arriviamo?

*Mattia Sica*

42 La smart grid in Europa e in Italia con Enel

*Paola Petroni*



46

L'efficienza energetica come strumento per la trasformazione del mercato: le lampade CFL

*Alberto G. Pincherle*



49

Crisi & Energia: occupazione ancora in calo

*Enrico Quintavalle*



50

Il progetto E4 per la promozione dell'efficienza energetica degli ascensori e delle scale mobili

*Walter Cariani, Laura Manduzio*



52

**Nota informativa:** L'Esperto in Gestione dell'Energia certificato Secem, uno strumento di supporto nelle P.A e nelle imprese **News dalle Aziende:** Fonti rinnovabili come parte attiva del sistema energetico. Questo l'obiettivo per il 2010 • L'affidabilità e l'efficienza di Edi, il nuovo inverter Reverberi Enetec



55

Appuntamenti

**Normativa.** Delibere e comunicazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e Ministero dello Sviluppo Economico



56

Le risposte ai Soci



# MARCOPOLO

ENVIRONMENTAL GROUP

Sistemi Ecologici

**BIOMASSE**

**BIOGAS**

**EOLICO**



**ABBIAMO A CUORE  
IL VOSTRO FUTURO!**

**IDROELETTRICO**

**FOTOVOLTAICO**

**ENERGY  
REVOLUTION**

MARCOPOLO ENVIRONMENTAL GROUP

Via XI Settembre, 37 – 12011 Borgo S.Dalmazzo (CN) - +39 0171/262348 - +39 0171/262341

[info@marcopolo-e.com](mailto:info@marcopolo-e.com) – [www.marcopolo-e.com](http://www.marcopolo-e.com)



## L'energia della paura o la palingenesi?

**Paolo De Pascali**  
Direttore Responsabile

Nell'annus horribilis da poco trascorso abbiamo imparato a seguire con attenzione e apprensione i vari indicatori sull'andamento dell'economia e dello sviluppo propinati in continuazione dai mezzi di comunicazione. La paura del baratro annunciata ogni mattina, stimolata più o meno consapevolmente da forti dosi di catastrofismo cosmico (esattamente di tipo leopardiano), ma anche dalla constatazione sulla propria pelle delle crescenti difficoltà via via montanti, ci ha sensibilizzato a seguire con ansia ogni refo di variazione della produzione industriale, degli indici di borsa, dell'occupazione, e via dicendo.

In questo "Tutto il PIL minuto per minuto" in cui indistintamente tutte le squadre perdevano sonoramente punti, non mi sembra che gli indicatori energetici abbiano trovato grande spazio sulla scena mediatica. Forse perché disponibili in tempi maggiormente differiti, oppure perché considerati di minore impatto emotivo o per chissà quale altra ragione che al momento mi sfugge, ma ho la netta sensazione, per non dire la razionale certezza, che i consumi energetici siano stati molto trascurati dal bailamme comunicativo. Eppure ci sarebbe potuta essere, e forse ci sarebbe tuttora, molta carne nelle fauci dell'orco. Nel 2009 il consumo dei prodotti petroliferi ha accentuato considerevolmente la ripidità della curva decrescente già in atto dai primi anni di questo secolo e che si riduce del 6,4% rispetto all'anno prima. Il consumo di gas naturale, dopo la stabilizzazione dei tre anni precedenti, tracolla nel 2009 di ben l'8% sul 2008. Ma il dato forse più rilevante è quello che riguarda i consumi elettrici per la storica importanza delle loro implicazioni nello sviluppo contemporaneo, non solo economico ma anche sociale e culturale.

Nel 2009, infatti, i consumi elettrici, dopo una lunghissima e ininterrotta crescita almeno dagli anni '70 dello scorso secolo, ma forse addirittura dal Dopoguerra, sono scesi del 6,7% rispetto al 2008, valore che rettificato con i giorni lavorativi diventa pur sempre il 6,4%. In un anno sono stati annullati circa otto anni di crescita di tali consumi. Anche la potenza massima richiesta sulla rete è notevolmente diminuita, con un valore pari al 5,7% in meno rispetto al 2008, il che si è verificato come l'anno precedente in pieno periodo lavorativo estivo (17/7/2009, ore 12) ed in condizioni climatiche paritarie se non addirittura meno favorevoli essendo stato a livello nazionale il trimestre giugno-agosto 2009 il terzo più caldo dal 1800; si è verificato cioè nel periodo in cui i condizionatori viaggiano a palla negli uffici, nei centri commerciali, nelle abitazioni e così via.

Quindi la flessione è stata evidente, generalizzata e probabilmente voluta, e determinata anche da un cambiamento dei comportamenti dei consumatori finali. Non c'è dubbio che la diminuzione sia stata prodotta in gran parte forzatamente dalla chiusura delle attività per la crisi economica, ma voglio credere anche dalla scelta di tagliare il superfluo o quanto meno quello cui si poteva rinunciare senza tanti sacrifici, forse comprendente anche un margine di spreco. Ma è ancora presto per fare delle valutazioni strutturate in tale direzione. Bisogna quantomeno aspettare i dati dei consumi disaggregati per settori di utilizzazione che tardano sempre un po' ad essere pubblicati; torneremo eventualmente sull'argomento quando saranno disponibili.

Al momento sono stati pubblicati i primi dati provvisori per il 2010 che sembrano delineare una situazione in parte contraddittoria e una tendenza non molto chiara su quanto ci aspetta nel prossimo futuro. Nel primo bimestre del 2010 la domanda di energia elettrica ha segnato un lieve incremento (+1%) rispetto al primo bimestre 2009 che aveva registrato peraltro una brusca flessione (-9,4%); il dato rettificato con i giorni lavorativi si attesta su un +1,4%. I consumi di prodotti petroliferi continuano invece la discesa incrementandone addirittura l'inclinazione con il valore di -8,8% rispetto al gennaio 2009, mentre i consumi di gas naturale del mese di gennaio 2010 aumentano del 3,6% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, in cui però si sono raggiunte punte di decremento molto accentuate rispetto al 2008 (aprile -28,3%). Per i consumi petroliferi merita attenzione la forte riduzione di gennaio 2010 dei consumi per trasporti (benzina -9,5% e gasolio motori -3,6%) che

segue una lunga serie di decrementi tra i quali sono più evidenti quelli della benzina. Per tornare al precedente discorso sui comportamenti, è forse possibile che tale riduzione segnali una tendenza costante verso il minor uso dell'automezzo privato, o quanto meno, anche qui verso la limitazione del suo impiego superfluo? Forse si possono ottimisticamente intravedere flebili segnali di una generale, seppure timida, inversione di tendenza con ritmi di risalita molto lenti e con alcuni elementi di tendenza negativa più stabili, probabilmente quasi a carattere strutturale, che tanto negativi potrebbero anche non essere. Esistono poi gli indicatori che ognuno di noi ha scelto di adottare per monitorare on time l'andamento dello sconquasso. Mi capita, ad esempio, di confrontarmi con amici che osservano l'andamento del traffico o quello del mercato immobiliare intorno a casa loro come gli aruspici osservavano il volo degli uccelli o le viscere degli animali. Personalmente ne tengo sott'occhio con continuità almeno tre di questi indicatori da cui traggio segnali ancora contrastanti. Vi suggerisco comunque caldamente di seguirli anche voi perché così potremmo raffrontare i risultati. Il primo riguarda il tempo di coda al supermercato per la spesa del sabato. Dalle file che in precedenza duravano qualche decina di minuti, sono passati nel 2009 all'imbocco spedito della cassa quasi senza tempi d'attesa. Situazione positiva (o negativa, secondo il punto di vista da cui la si osserva) che sostanzialmente permane tuttora e che mi segnala che nel quartiere periferico di Roma, dove abito, la gente continua a tenere i consumi correnti su livelli ridotti.

Il secondo si riferisce al numero di automobili con cartello "vendesi" incontrate lungo i miei tragitti quotidiani. Indicatore questo che seguo con una certa costanza perché alimentato dal potente motore del "vorrei ma non posso". Infatti si tratta generalmente di automobili prestigiose di proprietari intenzionati ad effettuare un downsizing per ridurre le spese che vengono sottovalutate o rifiutate da concessionari già carichi di auto usate da smaltire. Registro, qui, una netta diminuzione dei valori. Se fino a poco fa vedevo almeno 2-3 cartelli a viaggio, adesso mi capita di vederne di meno e spesso nemmeno uno. Non so dire se abbi ripreso il mercato dell'usato oppure sia finita la vendita dell'argenteria da parte di chi aveva fatto il passo più lungo della gamba con la speranza di un futuro migliore. Il terzo non è un vero e proprio indicatore numerico quanto piuttosto un monitoraggio di messaggi e di stati d'animo altrui.

Facendo l'indifferente raccolgo e archivio dalla mia cerchia di amici e conoscenti spezzoni di discorsi e piccoli atti che mi segnalano cambiamenti di atteggiamenti e l'adozione di comportamenti che prima non avevano luogo. Registro così l'attenzione allo spegnimento delle luci nelle stanze vuote, al maggior controllo del riscaldamento e condizionamento, colgo discorsi sull'uso dei mezzi pubblici al posto della macchina, rilevo interessi mai manifestati prima per le energie rinnovabili, per la riduzione degli scarti e simili. I risultati sono indiscutibilmente positivi; questi segnali sono sicuramente in crescita e vengono manifestati con un misto di orgoglio e di timore. Orgoglio, per aver imboccato una strada di consapevolezza e di fiducia che prima non c'era, quasi una sorta di riscatto per una prospettiva futura fuori dal buco nero. Timore, per un babau recentemente apparso che non si sa se continui ancora a imperversare e con quale intensità, e soprattutto per il pericolo che prima o poi si riaffacci nelle nostre vite o in quelle dei nostri figli. Senza arrivare a quello che diceva il terribile monaco cieco de "Il nome della rosa", Jorge da Burgos (il frate che divora le pagine dell'unica copia del trattato sulla commedia di Aristotele per impedire che serva a legittimare il riso) in merito alla supremazia della paura per l'indirizzamento della vita virtuosa mi piace pensare che non guasti l'attuale presenza di un po' di strizza. Non troppa da diventare panico che annulla la ragione, ma quel tanto che risulti utile per ridimensionare l'onnipotenza adolescenziale che domina i nostri tempi e possa contribuire alla rigenerazione lungo nuove direttrici di sviluppo che, a loro volta, possono portare alla stabilità ed alla liberazione dalla paura stessa.

## Intervista a Sara Romano

Direttore Generale per l'energia nucleare, le energie rinnovabili e l'efficienza energetica (Dipartimento per l'energia Ministero dello sviluppo economico)

di Micaela Ancora

# Conto Energia, nuovi provvedimenti e strategie nel settore rinnovabili: ecco gli indirizzi del MSE



**In questi giorni si parla tanto della nuova bozza di decreto per la revisione del conto energia, con il quale si pone l'obiettivo di installare 8.000 MW fotovoltaici entro il 2020. È un tema molto sentito sia da parte degli operatori di settore, sia da banche e utenti finali. Potrebbe delinearci gli orientamenti sul decreto stesso?**

Le fonti rinnovabili hanno un valore strategico nella politica energetica adottata dal Governo, che punta ad un nuovo mix di fonti utilizzate nel settore elettrico, con una quota pari al 25% di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e 25% prodotta con nucleare. Questo obiettivo si inquadra nell'ambito degli impegni definiti in sede europea, per cui le fonti rinnovabili dovranno avere in Italia un peso del 17% al 2020. Tali obiettivi richiedono strumenti di intervento e sistemi di incentivi, dati i livelli di costo non ancora ottimali di molte fonti rinnovabili. Gli incentivi dovranno essere nel contempo efficienti, per assecondare e stimolare la riduzione dei costi degli impianti, la ricerca e lo sviluppo tecnologico, ed efficaci, in modo da sostenere lo sviluppo del mercato nella misura desiderata. Tutto ciò è ancor più importante per il fotovoltaico, basato su una tecnologia ancora oggi particolarmente costosa ma con possibili margini di recupero. E' quindi necessario un duplice orientamento, che consenta il contestuale sviluppo della ricerca tecnologica e delle installazioni sul territorio.

**Il Conto energia ha portato buoni risultati fino ad ora per quanto riguarda l'installazione di nuovi impianti. Per cogliere i frutti di quanto si è seminato è importante che si sviluppi una produzione nazionale. Ritiene che si sia fatto abbastanza in tal senso? Industria 2015 e la Ricerca di Sistema stanno dando un contributo in tal senso?**

Il giudizio sui risultati sinora ottenuti è positivo, anche se non dobbiamo dimenticare di essere entrati nel settore solo da pochi anni. Se guardiamo ai dati provvisori recentemente diffusi dal Gestore dei Servizi Energetici sulla potenza e sul numero degli impianti installati nel 2009, rispettivamente pari a 574 MW e 37.446, con un fortissimo incremento rispetto agli anni precedenti, si può confermare il buon funzionamento del meccanismo di incentivazione attuato. Le iniziative quali Industria 2015 e la Ricerca di Sistema, che prevedono fondi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e del fotovoltaico, sono utili strumenti per coniugare obiettivi energetici, ambientali ed industriali. E' necessario che, come avvenuto in altri paesi, quali la Germania – che non a caso continua ad essere in testa alla classifiche europee per lo sviluppo delle fonti rinnovabili – il nostro sforzo punti anche alla





# Analisi energetiche di impianti industriali del ciclo idrico

Claudio Artioli, Margherita Cumani • Energy Management Gruppo Hera

Il tema dell'efficienza energetica è diventato oggi predominante nella gestione delle risorse e degli impianti in tutti i settori, soprattutto in quello terziario, industriale e produttivo; in tale contesto è fondamentale il ruolo svolto dalle aziende energetiche, come i distributori di gas ed energia. A questa categoria appartiene il Gruppo Hera, azienda multiutility distributrice di gas, energia elettrica, calore ed acqua, nonché titolare di impianti di potenza e fornitore di servizi energetici di vario tipo.

La rilevante entità dei consumi energetici rende necessaria un'adeguata strategia gestionale basata sull'efficienza energetica degli impianti e sulla razionalizzazione delle risorse.

Già le aziende che portarono alla costituzione dell'attuale Gruppo Hera avevano attivato progetti sull'uso razionale dell'energia, come l'impiego di turboespansori e il più grande impianto geotermico a bassa entalpia, ponendosi così in una posizione d'avanguardia nel contesto italiano.

Alla struttura di Energy Management fanno oggi capo numerosi progetti di efficientamento energetico.

## Premessa

Il progetto ha lo scopo di valutare, tramite analisi energetiche, gli interventi potenzialmente in grado di ridurre i consumi di energia. In particolare le analisi qui presentate sono effettuate su impianti industriali, caratterizzati ognuno dal proprio ciclo di processo. Si tratta di

un progetto ampio e diversificato in quanto impianti, anche della stessa tipologia, presentano cicli di processo molto diversi dove ogni analisi di impianto deve essere personalizzata e può raggiungere diversi gradi di approfondimento.

Per semplificare l'analisi e renderla più facilmente ripetibile nei vari contesti, si è adottato un approccio modulare "a schede", dove ogni scheda di analisi rappresenta uno strumento versatile ed efficace nell'adattarsi alle peculiarità di ciascun impianto.

Tramite le schede, ogni sezione d'impianto viene analizzata sia singolarmente sia come parte del ciclo di processo globale; le prestazioni energetiche di ogni sezione vengono valutate tramite indicatori energetici che per la loro chiarezza, semplicità e fruibilità, rappresentano uno degli aspetti chiave di tutto il progetto, soprattutto in ottica di monitoraggio periodico, da mantenere attivo anche dopo il completamento dell'analisi energetica.

## Analisi Energetiche – modus operandi e confronto con la ISO 16001

Si rappresentano due analisi di un progetto molto più ampio di analisi energetiche, che coinvolge numerose strutture organizzative aziendali e che vuole costituire il percorso di Hera verso la certificazione ISO 16001.

Si è partiti da un'attenta mappatura dei consumi energetici di tutto il gruppo, suddivisi per tipologia e servizio al fine di individuare i maggiori centri di consumo e gli



impianti in cui attivare un'approfondita analisi energetica. E' stato individuato il "ciclo idrico" come ambito responsabile dei consumi principali. Sono risultati poi fondamentali gli incontri con i referenti delle strutture operative territoriali ed i gestori degli impianti per costruire schede ed indicatori prestazionali, in grado di valutare le reali performance energetiche degli impianti del tipo individuato.

La prima fase attuativa del progetto si è conclusa con lo svolgimento dell'analisi energetica completa su due impianti: un impianto di depurazione delle acque reflue ed una centrale di potabilizzazione.

Il processo di analisi adottato è risultato sostanzialmente in linea con i criteri guida della norma ISO 16001. Essa è infatti impostata sul Ciclo di Deming e quindi sull'approccio Plan-Do-Check-Act, che consente un miglioramento continuo di un sistema di gestione energetica. In base al Ciclo di Deming dopo una prima fase di pianificazione per individuare le principali problematiche e gli obiettivi che si intende raggiungere (Plan), si procede con l'esecuzione delle azioni individuate (Do) e la loro verifica e monitoraggio, tramite indicatori prestazionali rappresentativi per il tipo di impianto considerato (Check).

Una volta analizzati i risultati ottenuti si procede adottando altre misure per un miglioramento ulteriore (Act) e si ripercorre il ciclo dall'inizio. Uno dei due casi di analisi ha evidenziato alcuni interventi appena conclusi (Do), per cui è stato possibile arrivare a valutare pure il risultato ottenuto (Check) e definire possibili interventi di miglioramento ulteriore (Act). Il progetto di analisi energetiche è condotto dall'Unità Operativa di Energy Management con funzione di coordinamento e predisposizione delle schede di analisi; essa si occupa della diffusione del know-how e dell'individuazione delle tecnologie più innovative. Uno degli obiettivi cardine di tutto il progetto, è quello di fornire ai gestori efficaci strumenti di valutazione tecnico ed economica dei risultati potenzialmente ottenibili da interventi migliorativi dell'efficienza energetica e gestionale, agendo su: razionalizzazione flussi, individuazione degli "sprechi" energetici più significativi, selezione delle migliori scelte tecnologiche, ottimizzazione delle condizioni di fornitura energetica (compresa la giusta applicazione di accise), e ricerca di eventuali possibilità di incentivazione.

La fase di attivazione dei progetti relativi alle azioni potenziali individuate sarà svolta successivamente dai gestori col supporto delle strutture tecniche di riferimento, determinando le tecnologie più idonee e valutando la fattibilità tecnico/economica degli interventi migliorativi potenziali emersi.

### L'approccio "a schede"

L'analisi non può prescindere da una descrizione generale del ciclo di processo semplificato e visto all'interno del sistema più complesso della rete idrica e fognaria di riferimento. Tale semplificazione è indispensabile all'Energy Manager per valutare a fondo l'analisi anche senza conoscere nel dettaglio l'impianto. Il "cuore" dello studio è comunque rappresentato dall'analisi delle singole sezioni di processo, attraverso schede preparate appositamente, in grado di descrivere il singolo proces-

so e le relative performance energetiche.

Tra le informazioni richieste vi sono: il censimento delle apparecchiature principali della sezione di processo, la descrizione del funzionamento della sezione (con particolare riguardo al sistema di regolazione), i consumi storici della sezione, l'indicatore energetico specifico della sezione ed il confronto con i benchmark di riferimento, ed infine un approfondimento sulle prestazioni energetiche delle apparecchiature principali (compressori, pompe, gruppo di sollevamento, etc. ).

### Gli indici energetici

Gli indicatori energetici da noi utilizzati rappresentano consumi rapportati ad una quantità specifica rappresentativa del processo in esame.

Essi assumono la forma di un rapporto tra consumo energetico e la principale variabile del processo che ha luogo in essa, rappresentata da una grandezza significativa come, ad esempio, i metri cubi di acqua sollevata da un gruppo di pompaggio o i chilogrammi di carico organico abbattuto in un processo di ossidazione. Essi devono risultare al conduttore dell'impianto di facile interpretazione e di immediata fruibilità, divenendo così un potente strumento di controllo da monitorare nel tempo.

Le principali funzioni degli indicatori energetici definiti sono quindi rappresentate da:

- valutazione delle performance energetiche delle sezioni di processo;
- monitoraggio delle performance energetiche nel tempo;
- misurazione dei miglioramenti derivanti da interventi di efficientamento;
- analisi comparativa per il confronto tra impianti dello stesso tipo (benchmark di riferimento).

A titolo di esempio si riporta l'analisi compiuta per la sezione di pompaggio in rete della centrale di potabilizzazione: in Tabella 1 è riportata una prima descrizione della tipologia di pompe del gruppo di sollevamento (2 pompe a giri variabili con inverter e 4 pompe a giri fissi), mentre in Figura 1 è riportato lo schema funzionale della sezione.

GRUPPO DI POMPAGGIO - Dolcetti			
P1-P2		P3-P3-P4-P5-P6	
<b>Tipologia:</b>	Pompe orizzontali	<b>Tipologia:</b>	Pompe verticali
<b>Potenza:</b>	2x400 kW	<b>Potenza:</b>	4x200 kW
<b>Marca:</b>	MARELLI	<b>Marca:</b>	Termomeccanica
<b>Modello:</b>	PD 400C	<b>Modello:</b>	DDCV 300/45
<b>Configurazione:</b>	Parallelo	<b>Configurazione:</b>	Parallelo
<b>Funzionamento:</b>	Velocità variabile	<b>Funzionamento:</b>	Giri fissi
<b>Regolazione</b>	Inverter	<b>Regolazione:</b>	Solo portata
<b>Comandi da:</b>	Misura di pressione	<b>Comandi da:</b>	Misura di pressione
<b>Attivazione:</b>	In alternanza	<b>Attivazione:</b>	In sequenza
<b>Comando:</b>	Automatico	<b>Comando:</b>	Automatico
<b>Pompe di riserva:</b>	1	<b>Pompe di riserva:</b>	2

Tabella 1. Descrizione del gruppo di pompaggio "Dolcetti"

Questa sezione di sollevamento è di notevole importanza, essa fornisce infatti acqua potabile a circa il 90% della rete idrica cittadina e l'entità dei consumi giustifica l'elevato livello di approfondimento raggiunto nell'analisi di questa sezione.

L'analisi energetica svolta ha approfondito le logiche di regolazione dei sistemi, nel caso di Figura 1: il gruppo è comandato da un PLC tramite trasduttore posizionato in un punto sfavorito della rete in città; l'automazione del processo è molto spinta, tutte le variabili di funzionamento sono registrate istantaneamente e gestite dal sistema di telecontrollo centrale dell'impianto.

E' stata da noi ricostruita la curva caratteristica delle pompe a giri fissi sulla base dei dati del costruttore eseguendo una valutazione sul punto di funzionamento effettivo.

I rendimenti orari reali sono stati poi elaborati per ottenere il rendimento medio ponderato per ogni configurazione del gruppo (una, due, tre o quattro pompe attive).

Come conclusione dell'approfondimento sulla sezione di pompaggio, è stato calcolato il consumo totale del gruppo di pompe ed il relativo indice prestazionale semplificato (kWh/m<sup>3</sup>), utile indicatore per monitorare nel tempo eventuali scadimenti delle prestazioni. Un ulteriore indicatore, espresso in kWh/m<sup>3</sup>\*m, rapportato oltre che alla portata, anche alla prevalenza è stato calcolato per consentire un confronto omogeneo tra gruppi di pompaggio che lavorano in diverse condizioni di prevalenza.

### Risultati delle Analisi Energetiche

L'esempio di analisi della singola sezione di sollevamento presentato nel paragrafo precedente è solo uno dei molteplici approcci seguiti; la complessità degli impianti analizzati (un depuratore ed una centrale di potabilizzazione) ha richiesto l'utilizzo di numerose metodologie in grado di affrontare e descrivere di volta in volta le diverse sezioni di processo, aventi diverse funzioni, diverse apparecchiature e regolazioni. Si evidenzia ad esempio come lo studio abbia previsto l'analisi di sezioni complesse e diverse tra loro come quella di ossidazione o di trattamento fanghi/produzione di biogas, per il depuratore, ovvero quella di filtrazione a carbone o di ozonizzazione, per la centrale di potabilizzazione. Sono state condotte valutazioni sul corretto dimensionamento dei trasformatori in cabina di alimentazione, nonché sulla adeguatezza delle imposte e delle tariffe di gas ed energia elettrica. Compilate le schede di analisi relative alle sezioni di processo più significative, si è ricostruito il quadro delle prestazioni energetiche, per mettere in luce le criticità principali dell'impianto e ricavare una serie di interventi potenziali in grado di dar luogo a miglioramenti di efficienza energetica. Per ognuno di questi è stato stimato il risparmio di energia primaria ottenibile nonché gli eventuali ricavi da incentivi (certificati bianchi, etc.). Il risultato delle analisi energetiche ha assunto perciò una forma al contempo chiara, approfondita e direttamente fruibile dai gestori degli impianti e dalle strutture tecniche di riferimento che sono deputati, nella fase successiva, ad attivare i progetti di efficientamento e a procedere con gli studi di fattibilità tecnica-economica specifica di ogni intervento individuato. In Tabella 2 è riportata, a titolo di esempio, la lista di interventi potenziali risultanti dall'analisi energetica sulla centrale di potabilizzazione.

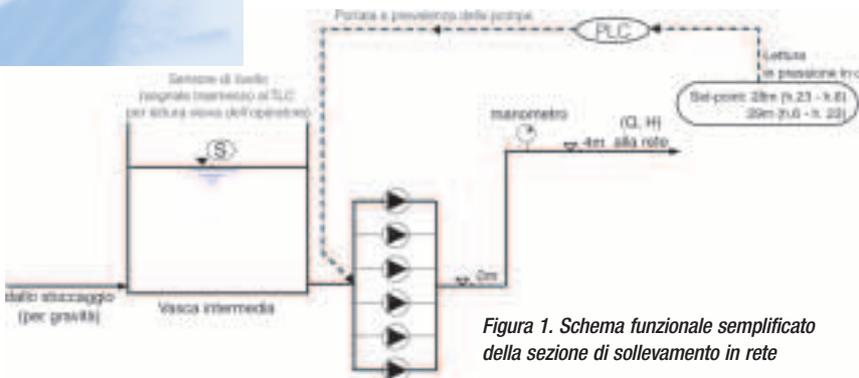


Figura 1. Schema funzionale semplificato della sezione di sollevamento in rete

Queste pompe, vecchie di 20 anni, lavorano ora fuori dalle condizioni iniziali di progetto e con prevalenze inferiori a quelle ottimali. Il grafico in Figura 2 rappresenta il rendimento teorico della singola pompa a giri fissi nelle condizioni effettive di funzionamento. Tale rendimento (teorico) potrebbe non corrispondere al rendimento reale della pompa, perciò si è proceduto con una campagna di misurazioni sperimentali e ad un calcolo rigoroso del rendimento reale, a partire dai dati orari di portata, prevalenza e assorbimento elettrico, disponibili a telecontrollo. Tale calcolo è stato effettuato su una settimana rappresentativa per il gruppo di pompaggio.

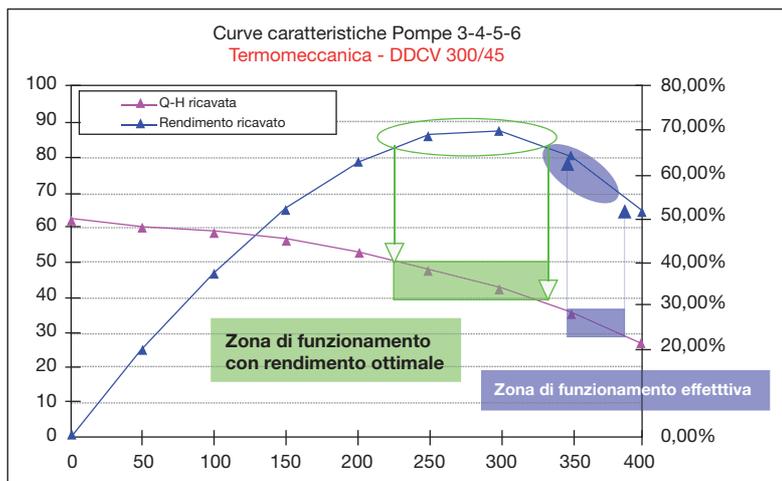


Figura 2. Valutazione del punto di funzionamento della singola pompa a giri fissi nelle condizioni di funzionamento effettive.



Intervento	Risparmio potenziale kWh/anno	Risparmio Economico €/5 anni	CB/CV potenziali €/5 anni	Costo investimento €
Sostituzione / modifica giranti delle 6 <b>pompe sollevamento rete:</b>	1.297.000	206.000	25.000	
1. Ip. A $\eta$ tot = 70 %	2.722.000	500.000	60.000	-
2. Ip. B $\eta$ tot = 80 %				
Intervento di ottimizzazione gruppo di pompaggio <b>Bacini Lagunaggio</b> con aumento $\eta$ = 10 %	54.800	38.000	4.600	-
<b>Compressore Aria:</b> installazione di inverter per regolazione portata	151.000	113.500	13.700	-
Compressore Aria: installazione di sistema recupero calore	Da 139.000 a 260.000 kWh			-
Sostituzione/modifica gruppo pompaggio <b>Filtri GAC</b> e ottimizz. regolazione Q	145.000	31.000	4.000	-
1. Ip. A $\eta$ tot = 70 %	2.135.000	94.000	11.000	-
2. Ip. B $\eta$ tot = 80 %				
Installazione di essiccatore fanghi con calore di recupero	Risparmio sui costi di smaltimento	Da 45 a 150.000 (1)	Da valutare	-
Riduzione delle perdite a vuoto nella alimentazione elettrica mediante razionalizzazione delle 4 cabine esistenti	43.600	30.000	Da valutare	-
Aggiornamento applicazione accise gas naturale (industriale anziché civile)		28.000(1)	NP	

(1) Ipotesi di riduz. Volume fanghi del 9% fino al 30%

Tabella 2. Lista degli interventi potenziali individuati per la centrale di potabilizzazione.

## Conclusioni

La prima fase attuativa del progetto di analisi energetiche sugli impianti del gruppo Hera ha previsto l'ultimazione di un'analisi completa su due impianti di diversa tipologia: un impianto di depurazione acque reflue urbane ed una centrale di potabilizzazione.

Il metodo di acquisizione dati "a schede" modulari si è dimostrato efficace e ha permesso di disporre di varie metodologie per analizzare le diverse sezioni di processo. L'analisi effettuata ha approfondito gli aspetti di efficienza delle singole apparecchiature più significative e dei gruppi di apparecchiature principali; per ogni sezione è stata eseguita una valutazione delle performance rispetto ad indicatori prestazionali di riferimento, da mantenere monitorati nel corso degli anni.

Laddove siano emerse criticità o scadimenti di prestazioni, l'analisi ha previsto la valutazione di tecnologie alternative o di sostituzione delle apparecchiature esistenti con apparecchiature dello stesso tipo ma più efficienti.

I risultati dell'analisi per ogni impianto sono stati sintetizzati in una lista di interventi potenziali, in grado di portare ad un incremento di performance dell'impianto e quindi, in definitiva, a risparmi economici significativi.

Infine ad ogni intervento individuato è stato associato il corrispondente risparmio energetico ottenibile, fornendo così ai gestori degli impianti e alle strutture tecniche di riferimento uno strumento facilmente e direttamente utilizzabile per la fase successiva di attivazione dei progetti. ■



EAW :: Ecoagriworld Solutions EU

www.ecoagriworld.eu - email@ecoagriworld.eu



## Assessment energetico nel distretto della calzetteria femminile

Nino Di Franco, Sigfrido Vignati, ENEA - dip. ACS  
Massimiliano Toppi - FIRE

L'Italia è il maggior produttore mondiale di calzetteria femminile e la maggior parte della produzione viene realizzata nel distretto di Castel Goffredo (Mantova).

La Provincia di Mantova, insieme al Centro Servizi Calza di Castel Goffredo, ha voluto analizzare, per la prima volta in Italia e nel mondo, la situazione dei consumi e degli usi energetici nel comparto.

L'esecuzione del lavoro "Caratterizzazione Energetica del Distretto della Calzetteria Femminile della Provincia di Mantova" è stata affidata all'ENEA.

### La struttura produttiva del distretto

Il distretto fa capo ad aziende dislocate in Castel Goffredo e paesi limitrofi. Nel 2005 operavano nel distretto 205 aziende, che impegnavano circa 6.500 addetti. Si tratta di una tipica realtà da piccola industria, considerando che il 90% delle aziende ha meno di 50 addetti. Solo 9 di queste presentano un fatturato superiore a 100.000 €/anno. La produzione annua del distretto per l'anno 2007 è stata di 900 milioni di dozzine di calze. Il prodotto finale consiste essenzialmente in collant, calze, autoreggenti, calzerotti, gambaletti, pantacollant, salvapiè, intimo (seamless).

I filati di base sono costituiti soprattutto da fibre sintetiche: le più importanti sono la fibra poliammidica (nylon) e l'elastan.





## **Cogenerazione. L'energia genera frutti.**

**Risparmio e sostenibilità producendo energia.**  
Dallo studio di fattibilità al basic design, dalla progettazione alla realizzazione fino alle attività di manutenzione post vendita.

**Cefla offre un servizio completo e dedicato alle specifiche esigenze del Cliente.**

## Il ciclo produttivo

### Il processo

Il processo tecnologico per la produzione della calza da donna è organizzato in una sequenza standardizzata; sono identificabili sei fasi, più una fase preliminare (produzione del filato) ed una conclusiva (commercializzazione). La testurizzazione produce un filato facilmente lavorabile a partire da un semilavorato.

La tessitura rappresenta la lavorazione caratteristica del ciclo produttivo. Attraverso una serie di macchine circola-



ri viene realizzato il primo stadio della calza, che appare in forma tubolare, grezza e senza colorazioni specifiche.

Nell'assemblaggio il tubolare, in forma ancora grezza, viene tagliato e ricucito, con l'inserimento di eventuali altri possibili elementi di rifinitura.

La successiva tintura contribuisce all'aspetto finale del prodotto e ne influenza le caratteristiche prestazionali. Essa consiste nel porre dei sacchetti, pieni di collant, in appositi cassette di armadi particolari dove una soluzione di tintura precedentemente preparata trasmette il proprio effetto, attraverso un processo di assimilazione, alla fibra sintetica. Segue un trattamento di fissaggio del colore ed un passaggio con sostanze ammorbidenti.

Lo stiro-finissaggio e la confezionatura rendono la calza commercializzabile ed apprezzata dal pubblico. La maggior parte delle operazioni necessarie alla confezionatura, soprattutto in aziende di piccole dimensioni, viene compiuta manualmente, anche se è in corso un forte mutamento tecnologico che ha già portato alla creazione di macchine completamente automatizzate per la preparazione di calze in busta.

### I servizi

I servizi principali in un calzificio sono *l'aria compressa, il condizionamento dell'aria e la produzione del calore.*

- L'aria compressa viene prodotta ad una pressione di mandata di 7,0÷7,5 bar. E' utilizzata principalmente per le macchine circolari di tessitura, per quelle di assemblaggio e nei reparti di confezionamento.
- Poiché nella fase di tessitura i filati che alimentano le macchine circolari necessitano di condizioni termometriche stabili, la giusta temperatura viene realizzata d'inverno attraverso un sistema di aspirazione dell'aria calda prodotta dalle singole macchine circolari.

Nelle stagioni calde, viceversa, c'è necessità di refrigerare gli ambienti per garantire il mantenimento delle giuste condizioni termometriche.

- Generatori di calore di processo sono destinati alla produzione del vapore impiegato nelle fasi di tintoria, finissaggio e fissaggio. Il riscaldamento degli ambienti è limitato a edifici e capannoni quali magazzini, uffici, ecc.

### Caratterizzazione energetica del distretto

L'indagine è stata realizzata su un campione di 20 aziende rappresentative in termini di fatturato, volume di produzione, numero di addetti e fasi produttive.

Alle restanti aziende del distretto è stato in seguito inviato un questionario standard, le cui risposte hanno consentito l'allargamento della base statistica di significatività. La raccolta dei dati e la successiva elaborazione degli stessi hanno permesso di individuare e quantificare gli indicatori energetici più significativi:

kWh/dozzina, m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/dozzina, kWh/kg, m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/kg, kep/dozzina, kep/kg.

I precedenti indicatori, una volta elaborati, sono stati infine analizzati in un'ottica di benchmarking.

I seguenti valori medi e di benchmark sono riferiti al flusso di massa di prodotto, per tener in conto che diverse tipologie di prodotto hanno diversi pesi specifici, rendendo il riferimento al numero di pezzi poco rilevante.

Per ogni processo di lavorazione energeticamente significativo (tessitura, tintura, ciclo integrato) vengono forniti nelle successive tabelle i valori medi e di benchmark degli indicatori ottenuti, e nei grafici i valori degli indicatori per le aziende del campione indagato.

#### Valori medi e benchmark per la fase "solo tessitura"

	Indicatore	Media	Benchmark
Usi elettrici	kWh/kg	6,05	2,12
Usi termici	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /kg n.s.(*)	n.s.(*)	
<b>Usi energetici</b>	kep/kg	1,14	0,40

(\*) non significativo

#### Benchmark e medie energetiche per il "ciclo integrato"

	Indicatore	Media	Benchmark
Usi elettrici	kWh/kg	9,06	6,60
Usi termici	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /kg	1,41	0,82
<b>Usi energetici</b>	kep/kg	2,86	1,91

#### Indicatori energetici per le sei aziende "solo tessitura" del campione

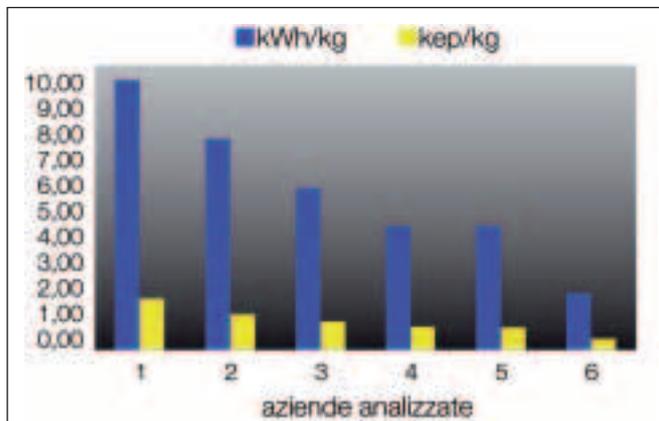
##### Valori medi e benchmark per la fase "solo tintura"

	Indicatore	Media	Benchmark
Usi elettrici	kWh/kg	1,08	0,58
Usi termici	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /kg	1,16	0,68
<b>Usi energetici</b>	kep/kg	1,16	0,67

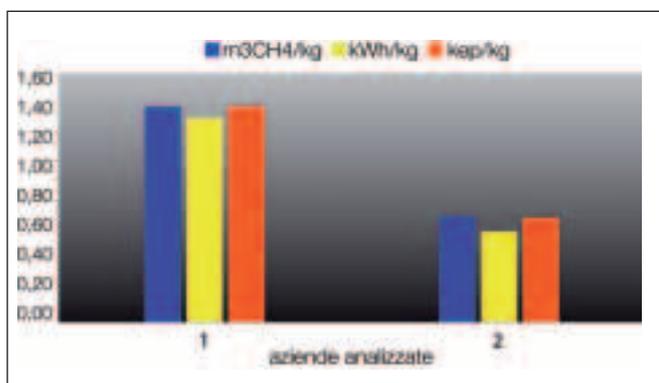
#### Indicatori energetici per le sei aziende "solo tessitura" del campione

##### Valori medi e benchmark per la fase "solo tintura"

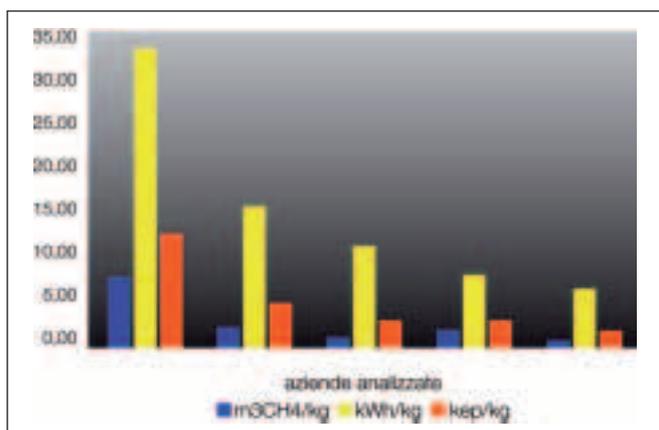
	Indicatore	Media	Benchmark
Usi elettrici	kWh/kg	1,08	0,58
Usi termici	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /kg	1,16	0,68
<b>Usi energetici</b>	kep/kg	1,16	0,67



Indicatori energetici per le sei aziende "solo tessitura" del campione



Indicatori energetici per le aziende "solo tintura" del campione



Indicatori energetici per le 5 aziende "ciclo integrato" del campione

### Consumo energetico del distretto

Il calcolo del consumo energetico del distretto è stato eseguito utilizzando i consumi specifici medi, sia elettrici che termici, estesi alla produzione del distretto. Nella tabella sono mostrati i consumi totali del distretto per fonte energetica, per l'anno 2007.



### Consumi elettrici e termici del distretto

Fonte energetica	Totale usi finali	Totale energia primaria (tep)	
Energia elettrica	343 GWh	64.141	67%
Gas naturale	38,7 Mm3	31.928	33%
		<b>96.069</b>	<b>100%</b>

I consumi mostrati corrispondono rispettivamente a circa il 13,1% dei consumi elettrici e l'11,3% dei consumi di gas naturale per usi industriali della provincia di Mantova.

### Incremento dell'efficienza energetica nel distretto. mancate emissioni di CO2

Il processo nel distretto è realizzato da macchinari molto specializzati, di potenza installata non eccessiva per ogni macchina, e prodotti da pochissime aziende leader del settore a livello mondiale. E' di conseguenza molto problematico poter intervenire direttamente su tali macchinari da parte delle aziende.

Una qualunque campagna di miglioramento dell'efficienza energetica di distretto non potrà quindi influire sui consumi elettrici di processo, ma solo su quelli relativi ai servizi. Si ritiene che ai servizi di stabilimento sia imputabile il 50% circa dei consumi elettrici aziendali, mentre il restante 50% è richiesto dalle macchine di processo.

In campo elettrico, soprattutto in contesti non tecnologicamente avanzati, sono raggiungibili realisticamente incrementi dell'efficienza energetica intorno al 5% con interventi standard e dai tempi di ritorno contenuti entro i 3÷4 anni.

Le aree di intervento più promettenti riscontrate nel distretto sono: la produzione di aria compressa, la gestione dei motori elettrici, pompaggi, ventilazione, illuminazione.

Forum Internazionale

# Green City Energy,

Nuove Energie per lo sviluppo competitivo e sostenibile della città

Pisa,  
Palazzo dei Congressi  
1, 2 e 3 luglio 2010



greencityenergy

www.greencityenergy.it

Il Forum Green City Energy nasce dall'esigenza di rendere evidenti i cambiamenti che le città stanno vivendo, mettendo in risalto come la produzione e l'utilizzo delle nuove energie possano migliorare la qualità di vita dei cittadini, creare uno sviluppo sostenibile delle attività produttive e generare nuove opportunità di crescita del settore della green economy. Pisa e l'area Pisana rappresentano un polo di eccellenza a livello nazionale per lo sviluppo delle nuove energie e intendono mettere a fattor comune le loro esperienze avviando un processo di confronto con le altre best practices nazionali e internazionali.

Promosso da:



Comune di Pisa



Provincia di Pisa



Green Sponsor:



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

Main Sponsor:



Con il patrocinio di:



Green City Energy è un evento organizzato da Click tility

Segreteria organizzativa:

Gloria Cottafava - Via Sottoripa, 1A 16124 Genova - Tel +39 010 42.17.101 - Fax 010 999.86.83

E-mail: segreteria@greencityenergy.it

Segreteria scientifica:

Rowena Milan - E-mail: r.milan@clicktility.it

Marketing e sviluppo commerciale:

E-mail: marketing@greencityenergy.it

In campo termico i risparmi ipotizzabili sono di duplice natura:

■ quelli che si originano da interventi sull'involucro edilizio e sull'impiantistica termica (coibentazione delle strutture, gestione dei generatori di calore, rete di fluidi caldi);

■ quelli derivanti da recuperi di calore.

Sui primi potrebbero essere ottenuti risparmi del 5% dell'energia attualmente utilizzata.

Sui secondi (recuperi di calore), da realizzarsi tipicamente nella fase di tintura, sono viceversa raggiungibili risparmi intorno al 15%, percentuale molto variabile (soprattutto in aumento) secondo le specifiche condizioni operative (ore di contemporaneità tra il servizio di riscaldamento e di raffreddamento del bagno di tintura, temperatura dei fluidi caldi, portate in gioco, ecc.). L'opzione della cogenerazione dovrebbe essere presa in seria considerazione dalle tintorie e dalle aziende che operano con ciclo integrato, in quanto il loro processo produttivo sembra idoneo alla produzione congiunta: elevate richieste contemporanee di elettricità e calore, contemporaneità delle richieste, molte ore all'anno di domanda. In simili favorevoli condizioni un impianto di cogenerazione ha tempi di ritorno normalmente inferiori ai 4-5 anni. Il risparmio del 5% dell'energia elettrica e del 20% dell'energia termica attualmente richieste a livello di distretto comporterebbe un beneficio di circa:

■ risparmio di energia elettrica: 8,6 GWh pari ad un risparmio economico di 1,0 M€

■ risparmio di gas naturale: 7,74 milioni di m<sup>3</sup> di CH<sub>4</sub> pari ad un risparmio economico di 2,4 M€

In totale, nel distretto sono dunque ipotizzabili risparmi economici per circa 3,4 M€

Gli interventi dianzi suggeriti hanno di regola un tempo di ritorno uguale o inferiore a tre anni; da ciò si può ipotizzare che, per la loro realizzazione, sarebbe necessario un investimento complessivo di circa 10 M€. I benefici ambientali in ricaduta da una campagna di miglioramento dell'efficienza energetica sono valutati nella seguente tabella:

## Emissioni di CO2 evitate

Forma energetica	Fattore di emissione	Risparmio energetico	Emissioni di CO2 evitate (t/anno)
Energia elettrica	0,58 kgCO <sub>2</sub> /kWh	8,6 · 106 kWh	4.988
Gas metano	1,92 kgCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	7,74 · 106 m <sup>3</sup>	14.861
<b>Totale</b>			<b>19.849</b>

Considerando che la maggior parte delle aziende del distretto lavora su ciclo continuo mediamente per cinque giorni/settimana per 46 settimane/anno, per un equivalente di circa 5.500 ore/anno, il risparmio elettrico di 8,6 GWh corrisponde al distacco, nello stesso periodo, di una centrale termoelettrica da 1,6 MW.

# Un solo TEAM per l'efficienza energetica



**COGENPOWER S.p.A.**  
10071 - Borgaro T.se (TO) - Via Cadorna, 11/B 5  
Tel. 011 450 14 66 - Fax 011 470 19 79  
e-mail: [info@cogempower.it](mailto:info@cogempower.it) - [www.cogempower.it](http://www.cogempower.it)



One Shop Buy All™



## Produzione di fluidi energetici per l'industria mediante l'impiego di equipaggiamenti termodinamici che utilizzano oli vegetali come combustibile

Agostino Albertazzi • Direzione Polo Energia - Cofely Italia S.p.a

**G**li oli vegetali sono esteri, chimicamente differenti dagli oli minerali che sono idrocarburi. Di solito l'olio ottenuto dalla polpa dei frutti è differente da quello proveniente dalla spremitura dei semi. L'unica eccezione è rappresentata dall'olivo i cui frutti e semi producono lo stesso tipo di prodotto. Mentre la tecnologia di produzione dell'etanolo è piuttosto matura, l'uso degli oli vegetali, benché già da tempo conosciuta, non è stata ancora estesa all'area dei combustibili; perciò ha ancora dei grandi potenziali di crescita.

Un numero consistente di piante produce olio (ne sono state identificate circa 116 nella sola regione dell'Amazzonia), ma molto dell'olio estratto è utilizzato nell'alimentazione o in altre applicazioni non riconducibili ai combustibili. Gli oli vegetali includono: babacu, castor, jatropha, oliva, arachidi, canola, soia, girasole e olio di palma. L'olio di palma è fino ad oggi il più produttivo, fino a sei tonnellate di olio per ettaro per anno, mentre le altre piante producono circa un ordine di grandezza inferiore. A causa dell'utilizzo combinato nell'alimenta-

zione e nell'energia esiste un problema di giusta allocazione del migliore utilizzo della materia.

Già da una quindicina di anni l'utilizzo a scopo energetico dell'olio vegetale, ottenuto da particolari essenze, quali colza, girasole, soia e palma ha destato un interesse crescente sia negli operatori energetici che nei costruttori di macchine.

È singolare notare come il primo motore presentato da Diesel all'esposizione mondiale di Parigi del 1898 fosse alimentato ad olio di arachidi.

Lo stesso Diesel, in un discorso del 1912 disse: "l'uso di oli vegetali per il carburante dei motori può sembrare insignificante oggi, ma tali oli possono diventare, nel corso del tempo, importanti quanto i derivati dal petrolio e dal carbone dei nostri giorni".

### Caratteristiche

In effetti gli oli di cui sopra, da un punto di vista chimico presentano le caratteristiche di un olio combustibile denso con potere calorifico inferiore compreso tra i 10

e gli 11 kWh/kg (8.600 ÷ 9.500 kcal/kg), senza apprezzabile contenuto di zolfo e di monossido di carbonio rispetto ai tradizionali combustibili fossili.

Queste caratteristiche li rendono congeniali al conseguimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni previsti nei piani della Comunità Europea.

Non va tuttavia dimenticato che negli oli grezzi sono presenti composti cerosi e fosforo che rendono necessarie alcune precauzioni nel loro utilizzo.

Inizialmente si è fatto ricorso ad una esterificazione degli oli tramite alcool che elimina la presenza delle cere e dà come prodotto il cosiddetto biodiesel.

Il processo di esterificazione è il risultato della reazione di alcool, etanolo (C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>OH), con acido butanoico (C<sub>3</sub>H<sub>7</sub>COOH), che produce etilbutirato e acqua. Come tutti gli esteri, questo può essere rappresentato dalla formula RacCOORal, dove Rac è il radicale acido mentre Ral è radicale alcolico.

Esteri sono i responsabili del profumo dei frutti e fiori così come per l'aroma del vino.

Di particolare interesse per l'energia sono gli esteri della glicerina in quanto oli e grassi. Dalla glicerina per successivi processi di esterificazione si possono ottenere monogliceridi, digliceridi e trigliceridi. Molti grassi animali e vegetali sono miscele di trigliceridi. Alcuni possono essere utilizzati direttamente come carburanti nei motori Diesel; molti però richiedono modifiche ai motori per renderli compatibili con questa tipologia di combustibile. Sono stati individuati alcuni parametri fisici che ne definiscono le caratteristiche in particolare :

- Numero di cetano
- Lubricity (capacità di riduzione dell'attrito da parte di un lubrificante vedi nome ASTM D6078-04 Standard test method for evaluating lubricity of Diesel)
- Viscosità
- Cloud point o punto di solidificazione, temperatura alla quale incominciano ad apparire nel bagno liquido i primi agglomerati solidi; alcuni componenti si raffreddano prima di altri con la formazione di una massa torbida nel liquido. La presenza di questi agglomerati che diventano cere solide nel composto vegetale determina l'intasamento dei filtri e del circuito di iniezione

Il numero di cetano è la misura di quanto pronto è un combustibile all'accensione se sottoposto a compressione. Cetano (C<sub>16</sub>H<sub>34</sub>), chiamato anche esadecano, è facilmente infiammabile, e il suo numero è fissato a 100. Di norma il numero di cetano per i combustibili tradizionali è di circa 41. Numeri di cetano superiori a 50 sono da evitare in quanto non fanno bene al funzionamento del motore primo. Molti oli vegetali hanno un adeguato numero di cetano ma, se necessario, possono essere aggiunti additivi per migliorarlo. A tale proposito possono essere aggiunte piccole quantità di acetone.

I cicli termodinamici dei motori Diesel, comprimono il combustibile nella pompa di iniezione che lo spinge agli iniettori nella camera di combustione. Si possono raggiungere livelli di pressione dell'ordine dei 200 bar. Questi livelli di pressione richiedono che gli organi meccanici coinvolti siano lubrificati per evitare usura e grip-

paggio delle parti in movimento. Normalmente tale funzione è assegnata al combustibile. Nei combustibili fossili però, a causa del processo di desolfurazione, oltre alla rimozione dei composti solforati si dà luogo anche ad una sensibile riduzione del potere lubrificante del combustibile, con il rischio di danneggiamento del circuito pompa iniettori.

Per evitare che ciò avvenga si fa ricorso ad una additivazione con oli vegetali, che presentano livelli di lubrificazione superiori al gasolio.

Grosse differenze rispetto ai combustibili tradizionali si riscontrano nella viscosità troppo alta che per utilizzi diretti nei motori può causare danni al circuito di iniezione.

La viscosità cinematica del gasolio è di circa 4-5 mm<sup>2</sup>/sec, mentre quella degli oli vegetali è di circa 30 mm<sup>2</sup>/sec calcolata a 40 °C.

La viscosità considerata è quella cinematica,  $\eta$ , legata a quella dinamica,  $\mu$ , dalla relazione  $\eta = \mu / \rho$  dove  $\rho$  è la densità dell'olio.

Per superare il problema dell'eccessiva viscosità si ricorre a :

- Miscelare l'olio vegetale con gasolio o Kerosene
- Preriscaldare l'olio vegetale alla temperatura di (65°C), al quale la sua viscosità si riduce a livelli compatibili con il funzionamento
- Considerando che gli oli vegetali sono trigliceridi, sostituire le molecole di propanetriol con metanolo o etanolo. Tale processo è conosciuto come trans esterificazione, dal quale si produce il biodiesel

Esiste un paniere di oli vegetali ampio e disponibile.

La difficoltà sta nell'operare la scelta più adatta per il suo utilizzo nel contesto della produzione di energia.

Dal punto di vista della produttività, niente è superiore all'olio di palma con la sua produzione di 6.000 kg per ettaro di coltivazione rispetto all'olio rapeseed che produce 900 kg per ettaro.

Ci sono due tipologie di palme per la produzione di olio delle quali una ne prevede l'estrazione dalla polpa (contiene circa 43 % acido palmitico e 39 % oleico) ed uno estratto dal kernel (46 % acido laurico e 16 % oleico).

Se l'uso delle biomasse come combustibile riduce la dipendenza strategica dall'importazione di petrolio, è importante identificare un indice che identifichi il rapporto tra l'energia ottenuta dal biofuel e l'energia fossile utilizzata per la sua produzione.

Per l'olio di palma tale rapporto vale 9,6 : 1, per la canna da zucchero è di 8,3:1, e per l'etanolo ottenuto dal mais americano è di 1,4 : 1 .

Alcuni ricercatori sostengono che in questo ultimo caso l'energia ottenuta è addirittura inferiore a quella utilizzata. Da qualche anno sono invece presenti sul mercato motori alternativi in grado di bruciare l'olio tal quale senza inconvenienti, con disponibilità analoghe a quelle dei normali motori diesel.

L'unico inconveniente che ancora deve essere affrontato tramite trattamenti esterni è la massiccia produzione di ossidi di azoto che rende necessario il trattamento SCR sui fumi di scarico ai fini del rispetto della normativa vigente.



### Mercato

La produzione mondiale di oli vegetali si attesta oltre i 110 milioni di tonnellate anno, la maggior parte delle quali costituite da olio di soia (40 milioni di t), olio di palma (39 milioni di t), olio di colza (12 milioni di t) ed è in continua crescita con un trend del 15÷20% annuo.

Esiste un regolare mercato degli oli vegetali, le cui quotazioni sono aggiornate su base giornaliera nelle varie borse mondiali.

Per il momento, il petrolio è ancora considerato l'oro nero per eccellenza, ma questo onore in futuro potrebbe essere riservato agli oli vegetali ed in particolare all'olio di palma.

Le sue applicazioni sono in effetti molto numerose.

Il principale consumatore è l'industria alimentare che con i suoi principali attori, Nestlé, Unilever, Ferrero ne fa

un utilizzo ampio e variegato, basti pensare per esempio alla Nutella. Pur tuttavia si distinguono anche applicazioni secondarie nei campi della cosmetica, medicina, chimica e soprattutto biocarburanti.

Questo ultimo utilizzo ha avuto uno sviluppo importante in questi ultimi anni generando considerevoli investimenti. L'olio di palma in effetti è ancora a buon mercato se paragonato alle altre piante oleaginose come colza e soia. Teniamo conto infine che entro il 2012 tutti i carburanti prodotti in Europa dovranno contenere almeno il 5,75 % di biocarburanti.

La Malesia, il principale paese produttore di olio di palma ha stabilito in una legge promulgata nel 2007, che il gasolio prodotto nel paese, contenga una percentuale del 5 % di olio di palma.

Riportiamo nel seguito l'algoritmo di calcolo per la determinazione del prezzo di vendita del prodotto :

- Periodo di fornitura: luglio 2009 – dicembre 2011 estensione anno per anno fino al 2014
- Quantitativo annuo disponibile: 45.000 t
- Composizione prezzo:  $PMT = MPKT + 70 * IPI + AeD$

PMT = prezzo del combustibile vegetale

MPKT = prezzo materia prima

70 \* IPI = prezzo trasporto al momento stipula contratto per indice variazione prezzi industriali

AeD = oneri doganali

### Fiscalità

Dal punto di vista fiscale, gli oli vegetali, in quanto finora utilizzati quasi esclusivamente per uso alimentare, non sono gravati da un'accisa specifica.

Tuttavia il testo unico delle accise al capo II, OLI MINERALI, articolo 21, comma 5 recita: "oltre ai prodotti elencati nel comma 2 è tassato come carburante qualsiasi altro prodotto destinato ad essere utilizzato, messo in vendita o utilizzato come carburante o come additivo...omissis".

Al citato comma 2 inoltre, si precisa che i prodotti menzionati "sono sottoposti ad accisa secondo l'aliquota prevista per il combustibile o il carburante per motori equivalente".

La circolare n. 299/D del 16.11.95 precisa: "In proposito si fa osservare che per combustibile equivalente non deve intendersi quello che presenta caratteristiche chimico fisiche analoghe a quelle del prodotto da tassare, ma quello che può essere sostituito, nel particolare impiego, dal prodotto di che trattasi".

Nella fattispecie dunque si potrebbe interpretare il combinato disposto dei documenti citati assimilando l'olio di palma al gas naturale utilizzato per la produzione di energia elettrica. In tal caso l'accisa sarebbe da calcolarsi nella misura di 0,25 Sm<sup>3</sup>/kWh elettrico prodotto (accisa = 0,04493 c€/ Sm<sup>3</sup>) che, rapportato al contenuto energetico dell'olio vegetale rispetto al gas naturale, porterebbe ad una accisa sull'olio vegetale di 0,05238 c€/kg ovvero 0.52 €/tonnellata.



Ai fini delle nostre valutazioni tuttavia, tenuto conto che i motori utilizzati possono bruciare gas naturale solo a seguito di riconversione (in quanto i cicli termodinamici che utilizzano i due combustibili sono differenti) si è preferito optare per l'interpretazione più immediata data da comma 2 sopra citato, assimilando pertanto l'olio vegetale all'olio combustibile utilizzato per produzione elettrica e quindi gravato da un'accisa di 15,33154 €/t (tabella A del testo Unico delle Accise).

Tale impostazione, in ogni caso va verificata con i competenti uffici UTF.

### Contesto normativo

Come precedentemente esposto, il decreto legislativo di attuazione della Direttiva 2004/8/CE, non ammette più l'incentivazione tramite certificati verdi della cogenerazione alimentata da fonti energetiche tradizionali, certificati che restano esclusivamente destinati agli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Questo in quanto tale incentivazione avrebbe provocato il ripristino della nozione di fonti assimilabili già abrogata dal decreto 79/99.

Per quanto riguarda i certificati verdi invece, l'incentivazione, che era stata estesa da 8 a 12 anni dal Decreto Legislativo 152/06 articolo 267 comma 4 lettera d) ed è applicabile anche alle biomasse di origine agricola quando utilizzate come combustibile, rimane confermata.

La produzione di energia elettrica ottenuta tramite l'utilizzo di tali fonti risulta pertanto incentivata di un valore, determinato dal mercato, pari attualmente a circa 180 Euro/MWh (media pesata 2009).

In aggiunta a quanto sopra, l'energia prodotta da biomasse gode della priorità di dispacciamento con precedenza su qualsiasi altro tipo di energia elettrica immessa sulla rete, indipendentemente dal rispetto degli indici previsti dalla delibera AEEG 42/02 e seguenti.

### Conclusioni

L'utilizzo degli oli vegetali appare molto promettente come alternativa ai combustibili fossili per i vantaggi che ne possono derivare in termini di contenimento delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Essi però introducono la necessità di renderne le applicazioni compatibili con uno sviluppo sostenibile. Infatti uno dei loro attuali principali impieghi si riscontra nell'ambito dell'alimentazione umana dove il loro utilizzo è ampio e variegato.

La coltura di vaste zone della superficie terrestre dedicate alla produzione di piante dalla quale si estraggono oli vegetali utilizzati come combustibili, li sottrae all'uso alimentare con il rischio di ridurre ulteriormente le risorse disponibili per l'alimentazione delle popolazioni. Eticamente dunque ci si pone di fronte al dilemma di produrre energia attraverso la coltivazione e utilizzo di piante vegetali oppure limitarne l'applicazione al campo alimentare contribuendo alla diminuzione della fame del mondo. La risposta non può essere affidata solo a considerazioni di carattere economico ma va allargata anche alle politiche che i paesi sviluppati vogliono tenere nei confronti di quelli più svantaggiati sotto il profilo economico e bisognosi di aiuti per la sopravvivenza. ■

## Analizzatori di combustione



- Ampia gamma di modelli che coprono ogni esigenza; dall'idraulico alla società termotecnica
- Fornibile versione che include 8 strumenti in 1
- Calcolo del rendimento a norma UNI 10389 e di condensazione per tutti i tipi di combustibili, pellet incluso
- Rilevazione CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, temperatura e pressione differenziale. Tiraggio a norma UNI 10845
- Integrazione della prova di tenuta a norma UNI 7129 e 11137 e del cercafughe gas
- Trasferimento dati su stampa anche in carta comune e verso PC e PDA via Bluetooth
- Certificazioni UNI EN 50379 e TUV

Per maggiori informazioni sul prodotto:

[isothermic@isoil.it](mailto:isothermic@isoil.it)



Cinisello B. - Mi (Italy)  
tel. +39 0266027.1  
[www.isoil.com](http://www.isoil.com)

**ISOIL**  
INDUSTRIA

Le soluzioni che contano

## Le reti intelligenti

**Dario  
Di Santo**

FIRE  
Federazione Italiana  
per l'uso Razionale  
dell'Energia

Il tema delle infrastrutture è sempre stato fondamentale per lo sviluppo di civiltà e potenze economiche. Esserne privi significa essere condannati ad un ruolo di comprimari. Averle, ma non potenziarle quando serve, comporta il rischio di perdere i benefici acquisiti nel passato grazie ad esse. Essere dotati di infrastrutture efficienti, d'altra parte, comporta costi ingenti, capacità di pianificazione e previsione degli eventi futuri, condivisione di un forte senso sociale e disponibilità ad alterare la realtà che ci circonda. In sintesi non è un compito semplice.

L'energia notoriamente vive di infrastrutture, e fra queste le reti giocano un ruolo essenziale: assicurano la distribuzione capillare dei vettori energetici, ne garantiscono la qualità e la continuità riducendo al minimo le perdite e l'inquinamento, permettono di conoscere le modalità di consumo e, nel caso elettrico, consentono ai piccoli produttori di sfruttare al massimo il proprio impianto. O almeno questo fa parte dei desiderata. L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas si è impegnata fin dall'inizio per migliorare il tema della continuità e della misura, ottenendo degli indubbi miglioramenti, ma ancora molto resta da fare. L'obiettivo è quello di rendere le nostre reti sempre più "intelligenti", intendendo con questo non solo la risposta ai punti citati, ma anche un dialogo sempre maggiore fra produttori, distributori e utenti.

Fra i temi oggetto di interesse la misura è uno dei più importanti. Finalmente dovrebbero entrare in scena i contatori orari per il gas, dopo i vari ritardi nell'applicazione delle delibere dell'Autorità e si dovrebbero cominciare a sfruttare le potenzialità dei contatori intelligenti per il settore residenziale. Ciò consentirà di dare un maggior peso alle potenzialità del demand side management e faciliterà il compito degli energy manager e delle ESCO, come già accaduto grazie all'introduzione dei contatori orari nel

settore elettrico. Se la misura fosse estesa anche agli aspetti della qualità si potrebbero ottenere miglioramenti ancora più consistenti, soprattutto in relazione alla power quality.

La rete elettrica che diventa bidirezionale e pronta ad accogliere la generazione distribuita necessiterà inoltre di interventi per renderla sicura e affidabile in questa nuova veste e di una gestione nuova del dispacciamento, che faccia fronte alla fonti non programmabili e gestisca al meglio i piccoli impianti. È anche previsto che nel tempo i dispositivi per il controllo dei carichi presso gli utenti consentano di diffondere opzioni tariffarie che sfruttino tale possibilità anche per clienti di piccole e medie dimensioni. In tutto ciò un ruolo fondamentale lo giocheranno le aziende ICT, che in effetti considerano il settore energetico come uno dei più promettenti. Il grado di interesse è testimoniato dall'esplosione di articoli dedicati al tema delle smart grids nei media di settore. Ma tutto questo servirà a poco se non si potenzieranno le reti esistenti e se non si provvederà ad aggiornarle tecnologicamente per renderle davvero intelligenti. Un compito che richiede investimenti consistenti e tempi lunghi; dunque tutt'altro che facile. Per questo motivo il focus del numero odierno è dedicato a questo tema, che sicuramente avrà altro spazio in futuro.



## Lo sviluppo delle reti elettriche e del gas

intervista a Alessandro Ortis • Presidente Autorità per l'energia elettrica e il gas

**Presidente Ortis, lo sviluppo delle reti elettriche e del gas è una delle tematiche di maggior rilievo del sistema energetico nazionale. Come si muove l'Autorità rispetto a questa problematica?**

Lo sviluppo delle infrastrutture ed il miglioramento della sicurezza e della qualità dei servizi di rete sono certamente al centro della nostra attenzione.

In questo senso, abbiamo già adottato un sistema tariffario per i servizi a rete che dia certezza di remunerazione e favorisca gli investimenti. Intendiamo proseguire con un cammino regolatorio coerente ed affidabile, teso a promuovere un contenimento dei costi dei servizi, un miglioramento continuo della loro qualità e un aumento del grado di effettiva concorrenza sul mercato.

A livello nazionale, è opportuno proseguire nell'ammodernamento delle reti e nel superamento di costosi colli di bottiglia, in particolare per la trasmissione elettrica, anche recuperando con urgenza alcuni ritardi, quasi sempre legati a difficoltà autorizzative.

Per entrambi i settori, gas ed elettricità, restano infatti nodi irrisolti che riguardano il superamento di congestioni interne o transfrontaliere, talvolta reso difficile da opposizioni locali ad opere essenziali (linee elettriche ad altissima tensione, stoccaggi e rigassificatori, in particolare) e da incertezze o lentezze nei percorsi autorizzativi. Processi autorizzativi ovvia-

mente trasparenti e partecipati, ma che si possano concludere in tempi certi, sono infatti cruciali per lo sviluppo delle infrastrutture. Più in generale, nell'attuale contesto di instabilità e rischiosità economico-finanziaria a livello internazionale, regolazioni stabili ed indipendenti possono svolgere un ruolo cruciale per sostenere gli investimenti in infrastrutture a rete e l'efficientamento dei costi dei servizi relativi. D'altra parte, lo sviluppo delle infrastrutture energetiche, che tanto rilevano anche per la sicurezza degli approvvigionamenti e delle forniture, richiede già oggi, più del passato, che le più importanti scelte nazionali o locali si inquadrino anche in un'ottica internazionale più ampia. Tutto ciò in piena sintonia come le iniziative della UE, tese a far valere in misura crescente il potere contrattuale di una single voice europea, forte di 500 milioni di consumatori che dovrebbero giovare sempre più anche di più avanzati livelli di integrazione ed efficienza dei mercati energetici interni della UE.

Sotto questo profilo, sarà di fondamentale importanza il nuovo strumento previsto dal "terzo pacchetto" di liberalizzazione in vigore da settembre 2009: il "Ten-years Electricity Network Development Plan" che la costituenda Agenzia europea per la collaborazione dei regolatori (ACER) dovrà approvare sulla base di una proposta dell'organismo europeo dei gestori di rete di trasmissione (ENTSO-E). I lavori sono già in corso e il primo piano decennale potrebbe vedere la luce già entro il 2010.

**Quali strumenti regolatori si sono dimostrati più adeguati nel favorire lo sviluppo delle reti?**

Da tempo l'Autorità ha previsto coperture tariffarie affidabili e decisamente incentivanti; tariffe definite per risultati economico-finanziari, delle imprese, che possono già ben soddisfare programmi di investimento ambiziosi, e che certo non possono costituire alcun alibi per ritardi degli operatori, specie se concessionari di attività in monopolio.

In particolare, nel settore elettrico, abbiamo previsto un sistema di incentivazione per nuovi investimenti per ridurre le congestioni delle reti di trasmissione e a favorire l'ammodernamento delle reti di distribuzione; in termini reali e pre tasse, viene riconosciuta una remunerazione del 9,9% per i nuovi investimenti nella trasmissione elettrica, del 9% per quelli nella distribuzione elettrica, e sono stati previsti incentivi aggiuntivi per miglioramenti della qualità dei servizi, con riferimento alla diminuzione del numero e della durata delle interruzioni. Anche nel settore gas abbiamo previsto da tempo extra remunerazioni (per periodi fino a 15-16 anni), a tutti gli investimenti tesi ad incrementare l'offerta ed a diversificare i fornitori. Per i nuovi investimenti in trasporto, stoccaggio e rigassificazione, viene garantita una remunerazione media di oltre il 10%, in termini reali e pre tasse (9,7% per il trasporto, 11,1% per lo stoccaggio



e 10,6 % per i rigassificatori). A ciò sono stati associati anche incentivi per gli investimenti finalizzati a migliorare la sicurezza e la qualità dei servizi di distribuzione gas.

#### **Quali risultati ha ottenuto l'AEEG in questi anni sul fronte della qualità della fornitura elettrica?**

A partire dal 2000, l'Autorità ha sviluppato un programma articolato per garantire un crescente miglioramento della qualità sia tecnica che commerciale, del servizio elettrico e del gas, attraverso la definizione di regole ma anche fissando indicatori ed obiettivi, in un percorso dinamico, supportato dalla raccolta ed elaborazione di informazioni e dati.

Per quanto riguarda la qualità tecnica della distribuzione, i risultati sono più che incoraggianti: nel settore elettrico, la durata media netta delle interruzioni è scesa a 50 minuti/anno per cliente (al netto delle interruzioni attribuibili ad eventi eccezionali), livello tra i migliori in Europa, e si è ulteriormente ridotto il divario tra il Centro-Nord e il Sud. Il miglioramento della durata delle interruzioni è stato raggiunto grazie al sistema di incentivi e penalità che l'Autorità ha applicato ai distributori e che si riferisce non solo alla durata delle interruzioni ma anche al numero delle interruzioni; non più solo quelle di durata superiore a 3 minuti (già regolate dal 2000) ma anche quelle cosiddette "brevi" (durata tra 1 secondo e 3 minuti) che sono particolarmente fastidiose per l'industria con processi automatizzati.

#### **E nel settore della distribuzione gas?**

Anche nel settore del gas è stato introdotto un sistema incentivante, per ridurre il numero delle dispersioni, per incrementare i controlli sulla corretta odorizzazione del gas e migliorare la tempestività del pronto intervento.

Per migliorare la qualità commerciale dei servizi, sono stati introdotti indennizzi automatici che scattano in caso di mancato rispetto degli standard fissati dall'Autorità e che esprimono i tempi massimi per realizzare le prestazioni richieste dai clienti (ad esempio allacciamenti, attivazione e disattivazione della fornitura, verifiche tecniche del contatore, ecc) e il rispetto della puntualità degli appuntamenti con la clientela. Gli indennizzi scattano anche quando non vengono rispettati i diritti dei consumatori nelle risposte ai reclami, le richieste di informazioni, di rettifica delle bollette etc. Dal 2000 ad oggi, ai consumatori sono stati riconosciuti indennizzi automatici, pagati direttamente in bolletta, per 27 milioni di euro.

#### **Per un futuro presumibilmente fatto di una rete non solo più magliata ma soprattutto più "intelligente" (smart grids), quali strumenti regolatori ha attivato o pensa di proporre l'AEEG per stimolare gli investimenti dei distributori ed eventualmente dei clienti finali in un'ottica di promozione della generazione distribuita e dell'innovazione?**

Le reti elettriche si troveranno nei prossimi anni al centro di una fase di innovazione senza precedenti, per una serie di motivi tra cui lo sviluppo tumultuoso della generazione distribuita per raggiungere gli obiettivi europei che prevedono uno sviluppo del 20% delle fonti rinnovabili entro il 2020, le opportunità rese disponibili dallo smart metering, nonché la possibilità di modulare automaticamente il livello di potenza prelevabile per fasce orarie (come proposto di recente in un nostro documento di consultazione) e il potenziale di sviluppo dei

veicoli elettrici con la necessità di infrastrutture di ricarica (stanno partendo le prime sperimentazioni): Un ruolo importante, lo giocheranno anche la nascita di nuovi soggetti di mercato quali gli aggregatori di servizi di demand response anche per i clienti piccoli e la maggiore integrazione nel mercato delle fonti rinnovabili finora considerate non programmabili, per effetto dello sviluppo di tecnologie e modelli di previsione.

In questa fase di potente e in parte imprevedibile innovazione, sarà essenziale il ruolo delle autorità di regolazione, per indirizzare correttamente gli investimenti sulle smart grids. Il tema va inquadrato a livello europeo (la direttiva elettrica del terzo pacchetto è lungimirante e parla più volte di smart metering e di smart grids), dove sono in corso molte iniziative tra cui la Electricity Grid European Industrial Initiative e la Smart Grid Tarsk Force.

A tutte queste iniziative, l'Associazione europea dei Regolatori (CEER/ERGEG) sta portando attivamente il proprio contributo sulle sfide regolatorie per le smart grids, sull'onda di quanto già fatto in molti Paesi europei – Italia per prima – sulla qualità del servizio. Interessante in questo senso il caso della Gran Bretagna, il cui Regolatore Ofgem ha di recente lanciato un programma per incentivare progetti dimostrativi sulle "reti attive intelligenti". Da parte nostra, abbiamo inserito nel Piano strategico triennale uno specifico obiettivo in tema di smart grids. Infine, il ruolo delle Autorità sarà molto importante anche per guidare la definizione di soluzioni tecnologiche di tipo aperto e non proprietario, basate su protocolli standard, in maniera da lasciare la massima libertà di azione al mercato, e anche di minimizzare i costi e le complessità tecnologiche cui l'utenza deve fare fronte. Significativo a questo riguardo sarà la collaborazione con gli organismi di normazione tecnica tanto a livello nazionale (CEI, con cui abbiamo recentemente rinnovato un protocollo d'intesa) quanto a livello comunitario (dove sono in corso attività congiunte tra CEER e CENELEC). ■



## Vi diamo le chiavi del mercato elettrico

Oggi la domanda espressa dalle grandi aziende industriali e l'offerta dei produttori termoelettrici e rinnovabili possono incontrarsi e generare valore nel nuovo mercato dell'energia. EGL, attraverso le attività di gestione del portafoglio energetico, del prezzo e dei rischi correlati, consente un accesso diretto a questo mercato con la garanzia della competenza e dell'esperienza di un leader europeo.

guarda il video su [egl-italia.it](http://egl-italia.it)



NETWORKING ENERGIES

Daniele  
Forni

Giuseppe  
Tomassetti

FIRE  
Federazione Italiana  
per l'uso Razionale  
dell'Energia



## Concorrenza e sinergie tra le reti energetiche

### Il ruolo delle reti di distribuzione e gli effetti dell'evoluzione delle tecnologie di utilizzo

Le reti di trasporto e di distribuzione dell'elettricità e del gas naturale così come gli acquedotti costituiscono una infrastruttura di base del Paese. Sono state costruite e si sono espanse capillarmente in una fase storica nella quale erano operanti due monopoli pubblici verticalmente integrati; essi si occupavano sia della fornitura dai mercati mondiali o della produzione delle centrali e delle raffinerie che del trasporto o della distribuzione. Erano condizioni di mercato garantite oggi irripetibili, con un accesso privilegiato al credito; le aziende municipalizzate che avevano avuto un ruolo così importante all'inizio del secolo non furono capaci, salvo poche eccezioni nel nord, di tenere il passo salvo che per gli acquedotti. Le strutture che rappresentavano la distribuzione del gasolio, del gpl, del carbone di legna etc furono progressivamente costrette a ritirarsi in nicchie limitate. Ai fini degli anni '90 l'esigenza di contenere la domanda di fonti fossili, sia per la dipendenza politica che per l'emissioni clima-alteranti, ha dato evidenza ed importanza alla componente materia prima delle forniture di energia, le nuove leggi hanno prodotto lo spacchettamento o unbundling delle società energetiche, con separazione delle attività di generazione e vendita, aperte al mercato, dalle attività di distribuzione, monopolio naturale gestito in concessione dagli enti locali.

L'evoluzione delle tecnologie per l'utilizzo dei vettori energetici (gas di rete o elettricità) è continua, compaiono nuovi

apparecchi, nuove modalità di gestione e nuovi obiettivi da raggiungere. Un'ottimizzazione astratta potrebbe portare ad abbandonare alcuni vettori ed alcune reti per potenziarne altre.

Considerando però il valore delle reti, risulta molto importante riuscire a conciliare le opportunità dello sviluppo tecnologico con un utilizzo "intelligente" delle reti esistenti, anche se realizzate in altri contesti, evitando che ad ogni fase di innovazione sia necessario ricostruire le infrastrutture di supporto.

Gli impegni nazionali di riduzione dei consumi di fonti energetiche fossili e di incremento di efficienza negli usi finali di energia impongono al sistema delle reti due nuovi obiettivi:

- collegare alle utenze le nuove fonti rinnovabili, spesso non programmabili, disperse nel territorio, localizzate in aree disabitate, con possibilità di gestione interattiva con l'utente
- privilegiare l'efficienza energetica ed ambientale nella scelta di utilizzo dei vari vettori a disposizione dei consumatori, evitando duplicazioni nelle infrastrutture.

Negli ultimi decenni il tema del riscaldamento è stato affrontato in Italia, grazie ad una capillare diffusione della rete del gas ed una fiscalità ridotta, in sostituzione del combustibile liquido che era basato su una rete di depositi centrali e serbatoi presso l'utenza. Sono state privilegiate scelte individualistiche costose, verso caldaie monofamiliari, mentre altri

paesi hanno privilegiato le tecnologie di misura e di gestione del calore, conciliando ambiente ed economicità con il desiderio di controllo.

Lo sviluppo tecnologico presenta oggi varie opzioni in concorrenza tra loro sia nell'uso delle reti che delle macchine:

- caldaie a condensazione, con alti rendimenti nell'uso del gas, presso utenze adeguate;
- reti di calore o teleriscaldamento da cogeneratori a gas o da caldaie a biomassa o rifiuti;
- pompe di calore ad assorbimento alimentate a gas, anche per climatizzazione;
- pompe di calore elettriche invertibili con scambio termico col terreno o acque delle reti o acque superficiali;
- cogenerazione localizzata con motori alimentati dalla rete gas;
- caldaie alimentate a biomasse tipizzate (pellet), localizzate negli edifici.

Queste diverse opzioni richiedono diverse strutture di supporto e differenti sistemi di controllo, di gestione delle reti o dei rifornimenti, di misura di prestazioni e risultati.

#### Concorrenza fra pompe di calore elettrica e caldaia a gas

Le pompe di calore per il riscaldamento degli edifici, con utilizzo del calore del terreno, hanno barriere sia istituzionali, sia tecniche relative al singolo impianto. Molto complessa è l'analisi delle barriere legate alle forze del mercato e del potere.

Occorre considerare sia il mercato del gas che il mercato dell'elettricità.

Spostare il riscaldamento degli edifici dal gas naturale, oggi prioritario, verso l'elettricità (ove è ugualmente predominante l'uso gas) non cambia molto il mercato dei produttori, prevalentemente ENI, e degli importatori, (ugualmente dominato dall'ENI), finché non si diffonderanno terminali per il ricevimento del gas liquefatto o GNL. Quello che rischia di cambiare drasticamente è il mercato dei distributori. Infatti il gas è venduto alle centrali direttamente da SNAM, mentre agli edifici è venduto da una pluralità di imprese, un tempo dominate da ITALGAS e dalle grandi municipalizzate. Si tratta di operatori molto potenti, sia istituzionalmente per il forte ruolo pubblico di ENI e delle ex aziende municipali, capaci ad esempio di mantenere una accisa diversa per il gas (meno di 0,12 €/m<sup>3</sup> rispetto al gasolio (0,40 €/litro) e di presentare come infrastruttura pubblica (ad es. verso i fondi FIO) la realizzazione delle reti nelle città del sud. Le aziende gas hanno guadagnato il business della rete di distribuzione nelle città; i grandi petroliferi hanno avuto protette le raffinerie; chi è stato cacciato dal mercato è stata la rete dei distributori-venditori di gasolio da riscaldamento; lo Stato ha rinunciato, mettendo assieme la minore accisa e la minore IVA, a circa 400 € per ogni tep di metano che sostituiva un tep di gasolio, con un importo globale (23 Mtep consumati nel 2007 di metano nel settore civile) di circa 8 miliardi di euro l'anno.

Nel marketing del metano per il riscaldamento ha avuto una parte molto rilevante la possibilità di staccarsi dall'impianto centralizzato e sostituirlo con un impianto autonomo, eliminando così le estenuanti e spesso allucinanti discussioni sulla gestione degli impianti condominiali. La normativa si è adeguata a queste campagne ed invece di raggiungere l'obiettivo del controllo individuale delle spese attraverso l'impiego di sistemi di contabilizzazione e di ripartizione,

solo più tardi (DPR 412 del 93 e soprattutto DPR 551/9) si è preoccupata di vincolare lo scarico dei gas combustibili, vietando a buoi già scappati la facile ed economica soluzione delle caldaie sul terrazzo. Sostanzialmente il marketing del gas, tenendo anche conto della bassa qualificazione di molti installatori (mancati controlli della 46/90) non ha promosso la migliore tecnologia ma ha cavalcato le inefficienze del paese (abbasso le discussioni nei condomini!). Oggi gli utenti del riscaldamento con il gas di rete utilizzano caldaie molto sovradimensionate, sia per motivi tecnici (negli impianti monofamiliari, dimensionati per la produzione istantanea di acqua calda, la potenza è almeno doppia di quanto servirebbe per il solo riscaldamento), sia perché in pratica si paga solo il consumo e non si paga la potenza richiesta, come invece avviene per l'elettricità. Volendo schematizzare gli effetti sulla richiesta di

elettricità occorre valutare non solo come si configura oggi la domanda di calore ma anche come si configurerebbe una volta cambiata tecnologia di generazione del calore, dalla preesistente caldaia a pompa di calore elettrica. Confrontando il diagramma di carico di una rete di teleriscaldamento di una cittadina (fig 1), con quello delle domanda elettrica (fig.2) per un giorno lavorativo invernale, si evidenziano tre primi risultati, con effetto positivo sulla regolarità della richiesta:

- aumenterebbero i consumi di sabato e domenica e durante le feste natalizie (circa 10 giorni di bassa richiesta);
- gli impianti condominiali hanno il picco della domanda di calore fra le 6 e le 7 del mattino. Si avrebbe anche un aumento della richiesta in corrispondenza al picco pomeridiano dalle 16 alle 20 nei mesi invernali, nei quali però c'è forte disponibilità di generazione.
- introducendo l'uso delle acque di

Carico termico della rete di teleriscaldamento di Tirano (SO)

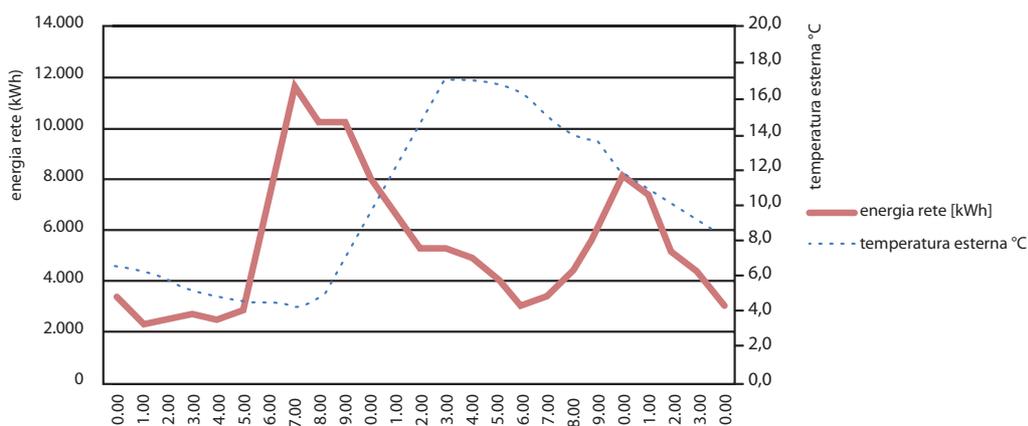


Figura 1. Carico termico tipo di una rete di teleriscaldamento

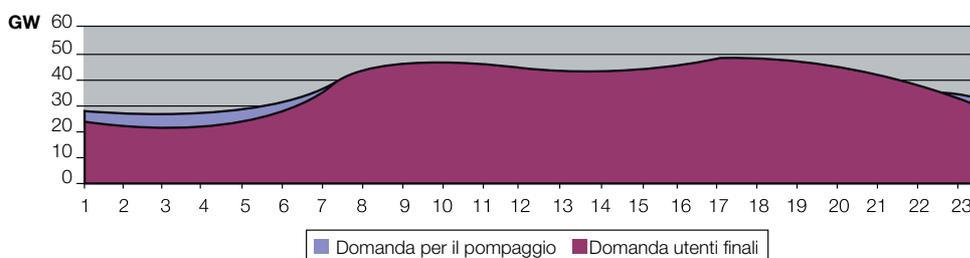


Figura 2. diagramma di carico della rete elettrica nel periodo invernale, relativamente ad un mercoledì (picco della domanda) Mercoledì 14-12-2005

falda o superficiali, per impianti di calore reversibili, si avrebbe un miglioramento dell'efficienza nel condizionamento estivo con riduzione delle domande nelle ore più calde delle giornate estive.

Contrariamente all'uso di una caldaia a gas, una pompa di calore elettrica ha un costo rilevante in funzione della potenza e nella fornitura di elettricità: si paga non solo l'energia ma anche l'impegno di potenza.

Conseguentemente si deve limitare la potenza e considerare di lavorare possibilmente nelle ore a tariffa bassa.

Un impianto a pompa di calore invernale, specie se di grande potenza è dimensionato per i carichi prevedibili, con una caldaia di integrazione a gas o gasolio (secondo le tariffe e la disponibilità) per eventi climatici eccezionali o guasti delle apparecchiature. Inoltre si cercherà di sfruttare la massa degli edifici (massa necessaria anche per limitare le temperature estive) per accumulare calore con funzionamento anche nelle ore notturne. Da questa prima analisi la diffusione della pompa di calore per il riscaldamento invernale risulterebbe avere un effetto positivo sul parco di generazione elettrica, chiedendo solo limitati investimenti per nuovi impianti, perché verrebbe aumentata fortemente la richiesta nelle ore di basso carico.

### Confronti ed integrazioni fra rete elettrica e rete gas

L'ottimizzazione delle risorse obbliga a ricercare soluzioni che producano un effetto sinergico fra le innovazioni e la valorizzazione degli investimenti pregressi. Una proposta si basava sull'idea che le società del gas potevano usare la propria rete per promuovere l'installazione operando come Esco (Energy Service Company), presso i propri clienti, di micro impianti di cogenerazione.

Si realizzava così un potenziamento della capacità della rete elettrica di accettare numerose nuove pompe di calore elettriche nello stesso quartiere, operanti nello stesso tempo, senza dover installare nuovi cavi e nuove cabine.

In Italia, considerando il nostro clima e la mancanza di serbato negli edifici non si potrebbe puntare a più 1500 - 2000 ore di funzionamento all'anno solo invernali, con motori di potenza elettrica attorno a 1200 watt e termica attorno a 4kWt, quindi più elevate della proposta olandese.

Tenendo conto delle tariffe del gas più elevate e della defiscalizzazione legata alla cogenerazione il bilancio economico non dovrebbe essere molto diverso. In ogni caso un programma di questo tipo potrebbe prevedere, di poter caricare sulla rete elettrica esistente, una pompa di calore elettrica ogni 3 impianti di micro cogenerazione.

Logica vorrebbe che il comando delle pompe fosse diretto, con albero meccanico, senza passare attraverso il percorso: motore a gas, generatore elettrico, cavi di collegamento, motore elettrico, pompa di calore; l'albero meccanico darebbe tre vantaggi:

- riduzione del costo dell'impianto eliminando l'alternatore ed il motore, sostituiti da un giunto a frizione
- rendimento meccanico più elevato eliminando le perdite delle due macchine elettriche; motori a gas di alcune decine di kW passerebbero dal 20÷30% al 30÷36%;
- rendimento elevato anche a carico parziale variando il numero di giri.

Questa soluzione richiede di modificare le procedure degli Uffici di Finanza che vincolano la defiscalizzazione del gas alla lettura dei kWh elettrici.

La realtà è stata purtroppo finora molto negativa e l'unico fornitore italiano di pompe di calore a comando meccanico, con componenti di origine giapponese, ha finito per ritirarsi dal mercato.

### Competizione ed integrazione fra cogenerazione distribuita e pompe di calore elettriche alimentate dalla rete

Con la disponibilità attuale di cogeneratori di piccola taglia, limitata a motori a gas e microturbine, con rendimento attorno al 30%, l'utilità della cogenera-

zione per le applicazioni nel settore civile in particolar modo residenziale, specie per i nuovi edifici con riscaldamento a bassa temperatura viene messa drasticamente in discussione rispetto ad una pompa di calore alimentata da rete che utilizzi acqua di falda. Considerando infatti che l'elettricità generata dal parco di impianti italiani ha un'efficienza, per un utente in bassa tensione attorno al 43%, mentre il cogeneratore genera netto (tolti gli ausiliari) attorno al 28% di elettricità e 50% di calore; la rete genera circa 15 punti percentuali di più del motore, basta allora un COP medio della pompa di calore attorno a 3,5 - 4, possibile usando acqua di falda, per mettere a disposizione lo stesso calore (anche se a temperatura più bassa) recuperata dalla cogenerazione.

Questa analisi sugli aspetti energetici, del tutto preliminare, indica che si è in un periodo di transizione delle tecnologie e di evoluzione degli schemi istituzionali; le soluzioni di riferimento evolvono con continuità, i parametri da monitorare sono molti e le soluzioni ottimali possono essere diverse fra di loro passando da un contesto geografico o temporale ad un altro.

Altrettanto complessa risulta l'analisi negli aspetti ambientali - sanitari. Per il tema gas ad effetto serra è preferibile sviluppare la cogenerazione vicino agli utenti, riducendo i consumi di fonte primaria; per gli aspetti sanitari può sembrare conveniente invece, specie in un paese spesso poco efficiente come l'Italia, portare la generazione fuori dalla città, mentre invece le logiche dello sviluppo sostenibile portano a scegliere che i bisogni delle città vanno affrontati nelle città, sfruttando tutte le sinergie possibili ed imparando a gestire e controllare i processi in modo da ottenere la qualità necessaria per garantire i cittadini. Da qui la scelta europea di far evolvere il sistema attuale delle reti verso un sistema più intelligente o "smart grid". La soluzione di portare fuori città l'inquinamento legato ai bisogni energetici ed ambientali delle città è ormai datata e produce relazioni di rigetto nella filiera del NIMBY. ■



# LA COGENERAZIONE CONVIENE

Vantaggi economici, energetici, ambientali

Progettiamo, realizziamo e gestiamo  
impianti di cogenerazione abbinati a contratti  
di Servizio Energia pluriennali.

ASTRIM spa in qualità di E.S.Co, accreditata presso  
A.E.E.G, è in grado di finanziare la realizzazione di impianti  
di cogenerazione grazie al risparmio energetico ottenuto  
e a logiche di partnership con il cliente.

ASTRIM spa  
Roma | Milano | Torino | Padova | Modena | Arezzo |  
Tel.02 241161 Fax.02 24116614 info@astrim.it  
[www.astrim.it](http://www.astrim.it)

**ASTRIM**  
COMPANY CARE

Giuseppe Mauri

Diana Moneta

ERSE SpA  
Dipartimento  
Sviluppo dei Sistemi  
Elettrici, Milano



## Il contributo dello smart metering all'evoluzione delle reti energetiche

Il familiare 'pacchetto clima-energia' (noto altresì come "pacchetto 20-20-20"), volto a conseguire gli obiettivi che l'UE si è fissata per il 2020, prevede la riduzione del 20% delle emissioni di gas a effetto serra rispetto al 1990, l'aumento al 20% del contributo da fonti rinnovabili, l'impiego di un minimo del 10% di biocarburanti nel settore dei trasporti e infine il 20% di risparmio energetico rispetto alla tendenza "baseline". Queste indicazioni comportano un modo diverso di usare le infrastrutture energetiche: affinché sia possibile garantire la presenza di un numero consistente di generatori di piccola taglia, alimentati anche da fonti rinnovabili intermittenti, e consentire lo sviluppo della mobilità elettrica nelle aree urbane, la rete elettrica deve diventare "intelligente". All'innovazione sulla rete di distribuzione, si deve affiancare lo sviluppo di una infrastruttura di monitoraggio e controllo delle risorse, che renda possibile lo scambio di informazioni tra i

Questo lavoro è stato finanziato dal Fondo di Ricerca per il Sistema Elettrico nell'ambito dell'Accordo di Programma tra ERSE (già CESI RICERCA) ed il Ministero dello Sviluppo Economico - D.G.E.R.M. stipulato in data 21 giugno 2007 in ottemperanza del DL n. 73, 18 giugno 2007.

diversi elementi della rete per garantire il funzionamento efficiente e affidabile dell'intero sistema. In futuro, ciascun consumatore potrà scegliere tra diverse risorse energetiche, da generazione locale o fornite dalle reti di distribuzione, quella più adeguata per soddisfare le proprie necessità nei diversi momenti della giornata. Di conseguenza, anche l'infrastruttura dei contatori dovrà ragionevolmente subire una rivisitazione per supportare questo cambiamento. In particolare, dovrà essere in grado non solo di effettuare le letture di consumo ma anche di fornire in tempo reale agli utenti le tariffe per i diversi servizi ed eventuali segnali di sistema in relazione a possibili situazioni di criticità, nonché raccogliere informazioni circa la produzione da generatori locali. Le infrastrutture di smart metering sono viste come un primo tassello in direzione delle cosiddette smartgrid, le reti intelligenti del futuro, come sintetizzato in figura 1.

### Evoluzione del quadro legislativo

L'impiego di sistemi di misura avanzati è citato espressamente nelle direttive del Parlamento europeo e del Consiglio riguardo l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici (2006/32/CE, Articolo 13) e nella direttiva sulle misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture (2005/89/CE, Articolo 5). La



Figura 1. Il ruolo dello smart metering nello scenario 'smartgrid' (CEER/ERGEG)

necessità è stata successivamente ribadita dalla Commissione Europea nella comunicazione del gennaio 2007 al Consiglio e al Parlamento Europeo (COM(2006)841 definitiva), dove si sottolinea come l'uso esteso di misuratori intelligenti potrebbe aumentare la competizione nel mercato europeo dell'energia. In una recente seduta plenaria, all'interno del "terzo pacchetto energia", il Parlamento Europeo ha infine richiesto agli stati membri di elaborare un calendario per l'attuazione di sistemi di misurazione intelligenti. Qualora l'introduzione dei contatori intelligenti sia valutata positivamente, almeno l'80% delle utenze sarà dotato di contatore intelligente entro il 2020. L'Italia, dal canto suo, ha recepito le citate direttive europee con il decreto legislativo n°115 del 30 maggio 2008 (articolo 17). L'AEEG, anche anticipando le direttive europee e la successiva legislazione italiana primaria, ha emesso delibere sia per favorire l'installazione di misuratori elettronici di energia elettrica (delibera n. 292/06) che per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas, con funzioni di telelettura e telegestione (delibera ARG/gas 155/08). L'Italia quindi si colloca all'avanguardia in questo settore, essendo anche il paese che conta il maggior numero di unità installate per la telegestione delle utenze elettriche.

### L'interoperabilità come chiave per lo sviluppo

I sistemi di misura avanzati per la lettura fiscale, oggi disponibili per una massiva

diffusione, di fatto costituiscono la prima generazione. Questi sistemi consentono il metering intelligente dell'energia elettrica e in alcuni casi anche il multi-metering di gas, calore e acqua, ma mancano tuttavia della possibilità di interoperare con sistemi di simili funzionalità prodotti da altri costruttori, e non sono in grado di interagire efficacemente con i sistemi propri dell'utilizzatore finale.

Di fatto, l'interoperabilità darà modo a chi andrà a installare e gestire i futuri sistemi avanzati di multimetering di acquistare componenti anche da produttori diversi, di fatto eliminando la principale barriera alla diffusione di tali sistemi. Altra importante caratteristica per questi nuovi sistemi di seconda generazione sarà la possibilità di interagire efficacemente con gli impianti dell'utenza, grazie a dispositivi domotici e di gestione dell'energia, con l'obiettivo di rendere sempre più gli utenti finali dei veri nodi attivi delle reti 'intelligenti' di distribuzione dell'energia. Il Mandato M/441 EN della Commissione Europea a CEN e CENELEC è dedicato alla definizione di un'architettura standardizzata dei misuratori con protocolli di comunicazione "interoperabili". In diversi paesi europei si prevede che la sostituzione del parco contatori attualmente installato sarà avviata entro i prossimi anni, per questo motivo il termine dei lavori normativi è atteso per il 2011. L'attività di standardizzazione procede spedita: a questo proposito è stato creato uno Smart metering coordination group che ha definito l'architettura di riferimento (riportata in figura 2) e assegnato le responsabilità ai diversi gruppi di lavoro. Come si può notare i due schemi rappresentano l'inviluppo di tutte le modalità di comunicazioni possibili: la norma deve infatti indicare l'obiettivo a tendere, ma le tecnologie e le infrastrutture oggi disponibili non la rendono nell'immediato totalmente praticabile dal punto di vista economico.

L'architettura "Normal Connection" (basata su HAN-Home Area Network), sebbene sia la più logica, non è tecnologicamente implementabile nella prossima generazione di contatori (la seconda, in Italia) che sarà installata nei prossimi anni, ma probabilmente rappresenterà la base per il successivo sviluppo di contatori elettronici.

### Il progetto europeo OPEN Meter

Nell'ambito del settimo Programma Quadro di ricerca, nella sezione riguardante le reti elettriche intelligenti "smartgrids", è stato avviato il progetto "OPEN-meter" – Open Public Extended Network-metering ([www.openmeter.com](http://www.openmeter.com)), con l'obiettivo di condurre l'attività prenormativa per il futuro contatore elettronico europeo.

La partecipazione di diversi soggetti (operatori di rete, costruttori, enti di ricerca) garantisce che le diverse esigenze funzionali vengano incluse nelle analisi e nella stesura dei requisiti, e che le varie realtà nazionali siano opportunamente riflesse nell'architettura proposta.

In questo progetto è importante il contributo di tre aziende italiane leader nel settore della generazione e distribuzione dell'energia (ENEL), nella fornitura di tecnologia (ST Microelectronics) e nella ricerca per il settore elettroenergetico (ERSE). La presenza nel consorzio dell'ente di standardizzazione CENELEC assicura inoltre che quanto prodotto dal progetto possa rientrare integralmente nell'architettura elaborata nell'ambito del mandato M441/M, delineata in precedenza.

### Requisiti per i contatori di seconda generazione

Nell'ottica di garantire lo sviluppo e la concorrenza nel mercato comunitario, l'attività iniziale del citato progetto OPEN Meter è stata dedicata non solo all'analisi approfondita del quadro esistente nei singoli Paesi membri, ma soprattutto all'individuazione della possibile architettura di multi metering avanzato, nonché delle interfacce tra i diversi elementi costitutivi, come schematizzato nella figura 3.

Nell'architettura proposta, per evitare duplicazioni delle infrastrutture di comunicazione è presente un communication hub che si interfaccia con l'esterno dell'utenza e provvede a dialogare con i diversi contatori posti all'interno. Poiché, verosimilmente, il contatore dell'energia elettrica è l'unico dotato "obbligatoriamente" di alimentazione, risulta ragionevole che sia questo dispositivo a ricoprire la funzione di hub. Nulla vieta che sia presente un ulteriore dispositivo dedicato allo scopo, collegato in modo opportuno via onde convogliate, onde radio o doppino, ai diversi meter.

Con riferimento allo schema proposto da CEN/CENELEC, il progetto OPEN Meter, dovendosi basare sulle tecnologie oggi disponibili, ha rivolto i propri sforzi solamente su alcune delle possibili connessioni (ossia le linee tratteggiate della figura 2).

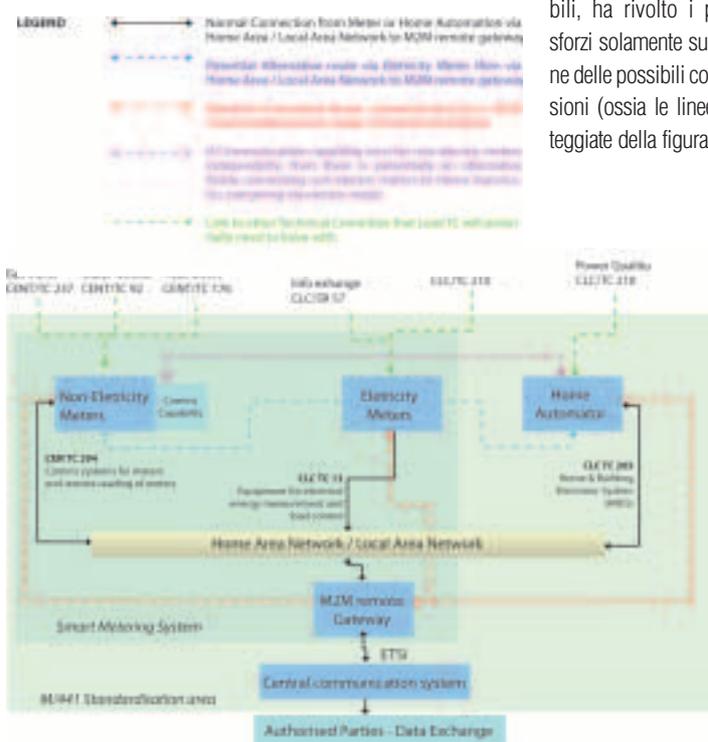


Figura 2. Relazione tra le responsabilità del lavoro di standardizzazione e funzionalità dell'infrastruttura di metering (Final Report Smart Meters Coordination group, Cenelec [1])

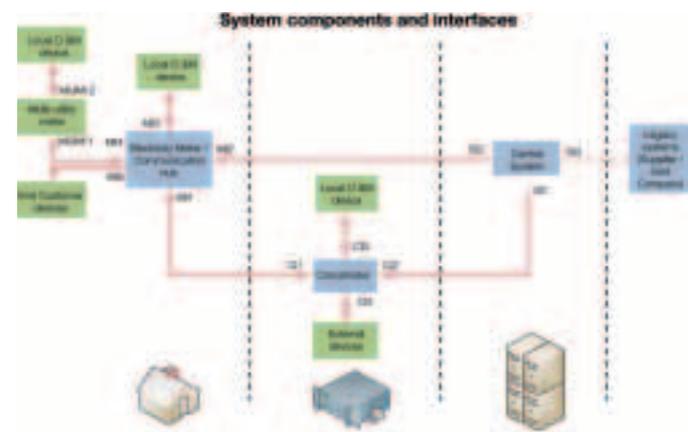


Figura 2. Interfacce tra gli elementi dell'architettura (www.openmeter.com – deliverable D1.1)

La necessità di contenimento dei costi ha portato a definire, sempre nell'ambito del progetto OPEN Meter, tre classi di funzioni per i sistemi di misura da implementare nelle diverse realtà:

- **Minime:** funzioni assolutamente necessarie in tutte le installazioni (lettura remota, programmazione del piano tariffario, disconnessione/riconnessione e limitazione remota della potenza, ecc.);
- **Avanzate:** funzioni di elevato valore, che potrebbero non essere strettamente necessarie in tutte le installazioni (che includono la comunicazione con altri contatori e l'adattamento automatico a cambiamenti di topologia della rete);
- **Opzionali:** funzioni aggiuntive (es. servizi a valore aggiunto, quali gestione di schede prepagate e gestione diretta di carichi), servizi per le Smartgrid e requisiti specifici per ciascun paese.

L'implementazione delle diverse classi di funzioni ora delineate implica la disponibilità di bande di comunicazione piuttosto diversificate.

Risulta infatti evidente che, dalla mappatura delle varie funzioni sull'architettura proposta, discendono soluzioni differenti per le diverse interfacce. Non va inoltre dimenticato come le possibili collocazioni fisiche dei diversi contatori, la densità di utenze, le caratteristiche degli edifici (condomini, villette), il numero di utenze servite dalla singola cabina secondaria (piuttosto variabile da paese a paese) rappresentano parametri fondamentali per la scelta della specifica soluzione tecnologica.

Come accennato, grazie alla loro posizione privilegiata i sistemi di misura elettronici di seconda generazione possono offrire numerose funzioni non solo all'utility/venditore ma anche al cliente finale. Difatti, i dispositivi interni all'utenza, connessi o meno tra loro tramite un sistema di home/building automation, possono essere raggiunti da segnali prestabiliti (interfaccia 'MIS'), rendendo possibili le oramai note funzionalità di controllo della domanda [2].

### Direzioni di sviluppo

Le direzioni di sviluppo per le infrastrutture di metering da un lato e dell'automazione dall'altro vedono interessanti prospettive sia nell'ambito della singola utenza che, soprattutto, sul versante delle reti energetiche. L'automazione di edificio è in grado di proporre ulteriori opportunità di miglioramento nella gestione energetica [3] [4] in direzione del cosiddetto "zero energy building", dove lo sfruttamento delle risorse locali è continuamente ottimizzato, e le utenze partecipano al corretto funzionamento del sistema regolando il flusso netto di energia scambiato con la rete grazie alle informazioni provenienti dall'infrastruttura di metering.

Sul fronte delle reti, in aggiunta alle note problematiche connesse con la massiccia penetrazione della generazione distribuita, si è recentemente posizionata la messa in commercio di veicoli elettrici, sia ibridi (Plug-In Hybrid Electric Vehicles: PHEV) che totalmente elettrici (PEV), ricaricabili velocemente tramite una presa di corrente collegata alla rete elettrica di distribuzione in bassa tensione. I veicoli ibridi/elettrici pongono numerosi interrogativi, diversi dei quali sono tuttora aperti e rappresentano l'oggetto di diversi progetti di ricerca europei (per esempio Grid for Vehicle - G4V, di cui ERSE è membro dell'Advisory Board). L'impatto sulla rete elettrica di una penetrazione significativa di PHEV/PEV è duplice: da una parte l'incremento del livello di consumo elettrico, in assenza di opportune tecniche di gestione della domanda, potrebbe causare sovraccarichi alla rete di distribuzione [5]. Dall'altra, la

disponibilità di una capacità di accumulo rilevante e molto distribuita costituirebbe una riserva utile soprattutto in presenza di elevata penetrazione di generazione da fonte rinnovabile intermittente. Questa seconda possibilità, ossia il servizio di storage, è considerata al momento come meno probabile, ma non viene esclusa negli scenari di medio-lungo periodo. Il metering dei veicoli elettrici rappresenta sicuramente una sfida notevole, poiché si tratta di una applicazione piuttosto differente dalla tradizionale utenza (immobile, per definizione): per certi versi, risulta forse possibile mutuare alcune soluzioni nate nell'ambito dei servizi di comunicazione in mobilità, in particolare per servire la cosiddetta "nomadicità". L'utilizzatore di PHEV/PEV deve infatti essere in grado di ricaricare il proprio veicolo in luoghi differenti e il prelievo di energia elettrica deve essere sempre ricondotto al corretto utente. In futuro, dovrà essere possibile gestire tramite l'infrastruttura di metering anche la citata funzionalità di accumulo distribuito.

### Considerazioni riassuntive

La soluzione delle criticità che si stanno palesando a livello nazionale ed europeo per quanto riguarda l'autonomia energetica, lo sfruttamento delle risorse locali e la riduzione dell'inquinamento e dell'impatto dei cambiamenti climatici, richiede investimenti di medio periodo, che avranno piena efficacia solo tra alcuni anni.

La transizione verso un comportamento più consapevole e attento all'impiego delle risorse richiede la presenza di chiari segnali che raggiungono l'utente: canale privilegiato di questi segnali è l'infrastruttura di metering, che nei prossimi anni dovrà occuparsi di connettere tra loro generatori, utilizzatori, esercenti delle reti e soggetti venditori. Inoltre, questi nuovi sistemi dovranno essere in grado di interagire con i sistemi dell'utilizzatore finale, quali gli impianti domotici e di gestione dell'energia, nonché nuove tipologie di carico quali le auto elettriche.

A livello europeo l'attività di studio e standardizzazione è stata intrapresa da tempo, e l'installazione delle infrastrutture di metering seconda generazione sarà avviata nei prossimi anni. ■

### BIBLIOGRAFIA

- "Standardization mandate to CEN, CENELEC and ETSI in the field of measuring instruments for the development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability M/441" Smart Meters Co-ordination Group Final Report (Version 0.7 – 2009-12-10)
- Heffner G., Goldman C., Kirby B., Kintner-Meyer M. (2007). "Loads Providing Ancillary Services: Review of International Experience", Environmental Energy Technologies Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Bettoni C., Colombo G., Gramatica P., Mauri G., Moneta D., "Il cliente finale come nodo attivo delle reti energetiche", rapporto Ricerca di Sistema 2008, Area USI FINALI, www.erse-web.it
- Mauri G., Moneta D., Bettoni C., Colombo G., "Soluzioni emergenti per la gestione dei consumi e l'interazione con le reti energetiche", Telecontrollo 2007.
- Mauri G. "Auto elettrica e reti intelligenti", Energia Elettrica, n° 1, volume 87, gennaio-febbraio, 2010, pp. 9-22

# Sistemi "Antiicing"



Gruppo di scambio termico  
per il condizionamento  
dell'aria alla turbina.

**Sicurezza e risparmio energetico**

Veronica Venturini

FIRE  
Federazione Italiana  
per l'uso Razionale  
dell'Energia

## Gas release e la borsa del gas: la situazione italiana



**N**egli ultimi tre anni l'Italia ha consumato circa 85 miliardi di metri cubi di metano all'anno, con consumi costanti dal 2006 che ci classificano al terzo posto tra gli stati europei. Interesse centrale del paese dovrebbe essere, dunque, la creazione di un mercato che sia il più possibile aperto e libero, affinché il grado di efficienza aumenti e i costi del sistema diminuiscano. La volontà di attuare una gas release nel mercato del gas naturale italiano e di creare una Borsa del gas, rappresentano due scelte mirate per avanzare nella liberalizzazione del mercato stesso che per il gas naturale si è conclusa nel 2003 e che registra ancora oggi una

situazione di stallo molto più evidente rispetto all'elettrico. In entrambi i settori, le due aziende incumbent rimangono al primo e secondo posto in Italia per fatturato, con posizioni nel mercato energetico che rappresentano in percentuale più del 30% nel 2008 del settore elettrico e più del 60% dell'intero settore gas per quanto riguarda l'importazione (per la coltivazione, la quota sale a più dell'80% secondo dati dell'Autorità per l'energia elettrica e gas).

Lo stato della liberalizzazione del mercato energetico italiano, a guardare questi numeri, è ben lungi dall'aver raggiunto un grado tale da poter garantire il libero accesso a terzi alle diverse fasi della

filiera. Il discorso è valido soprattutto per il gas, al centro di questa analisi, dove la percentuale di contratti ultra trentennali rappresenta più del 40% del totale, risentendo del problema della sicurezza dell'approvvigionamento, con un fabbisogno nazionale che tornerà a crescere una volta che la riduzione contingente dei consumi sarà passata.

### La liberalizzazione nel mercato del gas naturale in Italia

Il 63% del gas trasportato a livello mondiale, è mosso tramite gasdotti, mentre il 37% è gas naturale liquido; nel nostro paese, il mix di fonti energetiche è sbilanciato verso le fonti fossili, verso il gas in particolare, con 160 su 315 TWh di energia prodotta nel 2007 generati da gas, per la maggior parte importato attraverso linee di gasdotti.

La rigassificazione in Italia, che potrebbe rappresentare un'alternativa al solo trasporto via terra verte in una condizione tale non sufficiente per arrivare ad avere una vera liberalizzazione.

Ciò detto, l'incremento previsto della domanda di gas naturale negli ultimi anni, trainata dai consumi nel termoelettrico, ha richiesto agli operatori di investire in infrastrutture; potenziare i gasdotti esistenti, come il TAG (Austria), il TTPC (Tunisia) e del Greenstream (Libia) sono solo alcune delle prospettive prese in considerazione, insieme ai progetti di realizzazione di nuove infrastrutture come il GALSI tra l'Italia e l'Algeria e di nuovi rigassificatori GNL e siti di stoccaggio. Il tutto per rispondere a quel Decreto Letta del 2000 con il quale l'Italia ha recepito la Direttiva 98/30/CE per la liberalizzazione del mercato del gas; questo aveva stabilito una "frammentazione" della filiera del gas, attribuendo la parte della distribu-

zione e dello stoccaggio in mano alla gestione pubblica, e separando la filiera in "attività di vendita" e "attività di rete" con lo scopo di favorire l'accesso al mercato a soggetti terzi. Attraverso l'unbundling – ovvero lo "spacchettamento" del settore – si è poi cercato di imporre a livello comunitario una separazione minima (prima solo contabile) delle società verticalmente integrate; in questo modo, si è voluto tutelare soggetti terzi da iniziative discriminatorie dei soggetti incumbents. Con la direttiva 2003/55/CE, è stato poi stabilito l'unbundling funzionario e societario ma non ancora quello proprietario; attualmente, a livello comunitario manca ancora la volontà di cedere la proprietà degli asset di rete. Gli interessi in gioco sono molti – le grandi compagnie europee ex monopoliste che continuano a rappresentare i rispettivi stati nazionali svolgono un lobbying tale da aver bloccato più volte l'approvazione dell'unbundling proprietario in sede europea. Solo recentemente il Consiglio europeo ha adottato una posizione di compromesso all'inizio di quest'anno in vista dell'adozione della prossima direttiva sul gas, che ha fissato a 30 mesi dall'entrata in vigore della direttiva stessa, il tempo per adeguarsi a un sistema di unbundling proprietario per i paesi dove l'operatore dominante controlla direttamente o indirettamente anche la rete di trasporto.

In Italia, l'AEEG si era più volte espressa sulla separazione delle reti, dimostrando la volontà di far rispettare le leggi già esistenti in materia di unbundling. La legge 290/03 all'art 1-ter stabiliva infatti che nessuna società operante negli altri settori della filiera potesse detenere, a partire dal primo luglio 2007, quote superiori al 20% delle società che sono proprietarie o gestiscono la rete di trasporto del gas naturale. La finanziaria 2005 ha però approvato un emendamento che ha fatto slittare a dicembre 2010 l'obbligo per la controllante Eni di cedere le quote di Snam.

Si è in attesa di vedere gli ulteriori sviluppi della questione e se la scadenza al 2010 resterà tale.

### La gas release

Secondo l'ultimo rapporto dell'AEEG del luglio 2009, Eni possiede tutt'ora il 50% della società proprietaria delle reti, Snam Rete Gas, la quale controlla da febbraio 2009 il 100% di Stogit, società che gestisce il sistema dello stoccaggio in una sorta di monopolio tecnico. La questione della separazione proprietaria della rete è diventata quindi cruciale; il presidente dell'AEEG e l'Autorità tutta non mancano mai di sottolineare come soprattutto la rete di trasporto abbia un

cui verte il mercato, sono usati programmi di energy release (gas o elettricità, a seconda del caso) per porre "rimedio" ad un contesto dove c'è uno scarso accesso alle risorse energetiche per le nuove compagnie entranti nel mercato. Nel caso del gas, un programma di release obbliga l'incumbent ad affrontare la situazione di squilibrio e a porvi rimedio, aprendo parte del suo portfolio ai suoi competitori permettendo che la concorrenza si sviluppi nel mercato. Due operazioni di gas release

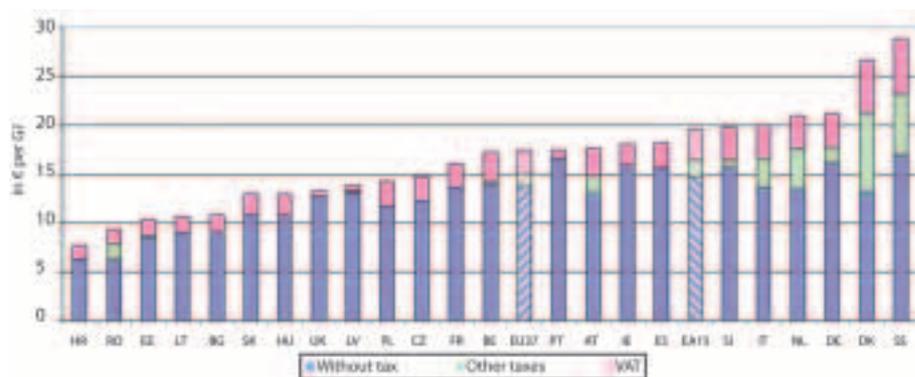


Figura 1. Eurostat: prezzi gas naturale per consumatori domestici, II semestre 2008.

peso considerevole perché si realizzi un'effettiva liberalizzazione del mercato. In Italia, come in altri stati membri dell'Unione, la posizione di un attore dominante nel mercato del gas naturale che controlla da solo gran parte dei diversi settori della filiera ha come conseguenza un livello dei prezzi tra i più alti, accompagnato anche da un livello di tassazione altrettanto alto che va ad avere come risultato un prezzo finale che ci colloca al quinto posto in Europa (Figura 1). In un'ottica di applicazione totale della liberalizzazione, dove lo scopo è quello di arrivare ad avere un mercato completamente aperto e libero, la gas release rappresenta una delle strade da intraprendere per favorire l'ingresso ad altri operatori, affinché la concorrenza aumenti e diminuiscano i prezzi. È il regolatore nazionale che impone dei programmi di liberalizzazione del gas alla compagnia incumbent, dove non c'è competizione effettiva o dove il mercato non funziona adeguatamente. Con il fine di migliorare la situazione in

partite nell'anno 2004 hanno riguardato un totale di 9,2 miliardi di metri cubi/anno, da cedere nei successivi quattro anni termici, e nell'anno 2007 per una quantità di 4 miliardi di metri cubi/anno per due anni termici; queste azioni hanno consentito alle imprese con elevati consumi energetici di acquistare quantitativi significativi di gas a prezzi in linea con quelli di altri Paesi europei. Il prezzo del gas registrato proprio nel primo semestre 2007 per tutte le classi di consumo delle imprese è stato molto vicino alla media europea. Recentemente, è stato con il decreto anticrisi che si è iniziato a prendere in considerazione lo stato del livello dei prezzi del gas per i cittadini consumatori italiani; è stata prevista una manovra di release per l'anno termico 2009-2010 di cinque miliardi di metri cubi di gas che dovranno essere ceduti sul Punto di Scambio Virtuale (PSV) a prezzi politici, e che potranno essere acquistate da quelle imprese energivore affinché possano beneficiare di un abbassamento

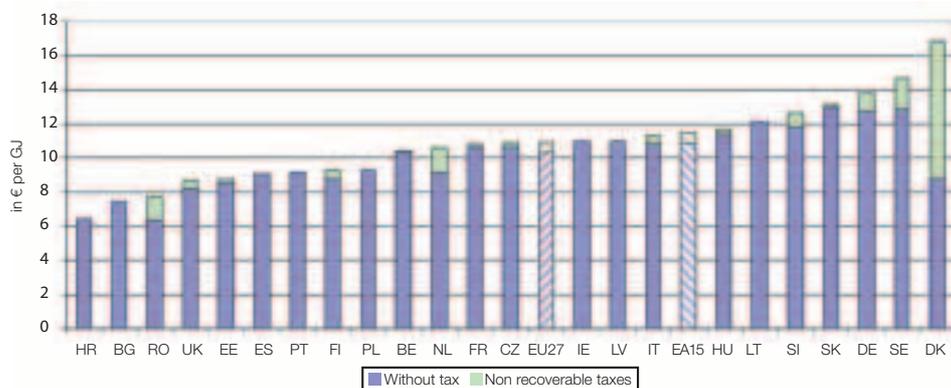


Figura 2. eurostat: prezzi gas naturale per consumatori industriali, II semestre 2008.

### Natural gas prices for household<sup>(1)</sup> and industrial<sup>(2)</sup> consumers (in € per GJ)

	EU27	EA17	BE	BG	CZ	DK	DE	EE	IE	ES	FR	IT	LV	LT
Households			17.29	10.86	14.69	26.75	21.17	10.30	18.05	18.14	16.06	19.99	13.88	10.63
Industry	10.96	11.47	10.48	7.43	10.95	16.90	13.81	8.76	10.99	9.03	10.85	11.32	11.01	12.14

	LU	HU	NL	AT	PL	PT	RO	SI	SK	FI	SE	UK	HR
Households	:	12.93	21.03	17.72	14.30	17.48	9.33	19.77	12.92	:	28.82	13.29	7.70
Industry	:	11.71	10.64	:	9.33	9.21	7.76	12.66	13.12	9.30	14.72	8.69	6.41

Figura 3. Prezzi gas naturale per consumatori domestici industriali, €/GJ. II semestre 2008.

dei costi di approvvigionamento avvicinandosi allo stesso trattamento dei loro simili europei (Figura 2 e Figura 3).

Il provvedimento è contenuto all'articolo 3 del decreto anticrisi, dove si parla di "Riduzione del costo dell'energia per imprese e famiglie", e ha sancito dei termini per questa gas release più pesanti rispetto ai precedenti. Il decreto ha ribadito che saranno le aziende gas intensive - circa 240 imprese che assorbono più o meno il 70% dei consumi industriali di metano in Italia - i beneficiari di tale provvedimento; a differenza del passato, adesso tali aziende hanno anche il diritto di avvalersi degli stoccaggi, scelta che dovrebbe andare a rafforzare la loro flessibilità di utilizzo del gas.

#### La borsa del gas

Quello della gas release è quindi un intervento nonché uno strumento importante, se si considera che la situazione attuale di domanda di gas naturale, soprattutto nel settore industriale, è destinata a cambiare non appena la crisi sarà in parte scongiurata. Tuttavia, il calo della domanda di gas registrata negli ultimi semestri a causa della con-

giuntura economica, e la conseguente crisi del settore che ne è derivata, potrebbe essere aggirata andando a trasformare l'Italia da un paese importatore/consumatore quale è al momento, in un paese di transito centrale per i flussi di gas europei. Con in nuovi gasdotti che saranno operativi nel breve futuro (come il Galsi o il Nabucco stesso), l'Italia potrebbe diventare la Gran Bretagna del sud europeo. L'importanza di un hub che garantisca un certo quantitativo di volumi scambiati non solo per il bilanciamento delle posizioni degli shipper, ma anche con una crescente funzione di trading, potrebbe attrarre interessi ed investimenti stranieri; dati del primo semestre del 2008 segnavano un numero di transazioni pari a circa 8.000, per un volume complessivo prossimo ad 1,5 miliardi di metri cubi/mese. Ulteriori e significativi sviluppi potrebbero nascere dalla creazione di una borsa del gas sulla falsa riga della borsa elettrica per favorire la vendita all'ingrosso fra i vari operatori. Il mercato del gas dovrebbe essere rivisto così come stabilito dalla legge manovra: entro pochi mesi (e non oltre febbraio

2010) l'attuale e nuova piattaforma di scambio gestita da Snam Rete Gas e affidata in esclusiva al GME deve essere approvata con un decreto del Mse, sentita l'Autorità per l'Energia. I problemi maggiori riguardano chi potrà accedere e partecipare alla nuova Borsa, le modalità di negoziazione e di formazione dei prezzi, i tempi e le regole delle sessioni di mercato, i sistemi di pagamento e le garanzie. Lo scopo della borsa sarà dunque lo stesso di quella elettrica partita nel 2004; ovvero quello di creare un prezzo di riferimento utilizzando come parametro non solo l'andamento delle quotazioni petrolifere che influiscono sul prezzo del gas, ma anche l'effettiva disponibilità di capacità sulla borsa. Le novità introdotte nella Legge 99 del luglio scorso hanno visto nel GME, che ha cambiato nome in "Gestore dei Mercati Energetici", l'organo designato per gestire e organizzare la Borsa del gas. La medesima legge ha attribuito all'Acquirente Unico ulteriori competenze oltre a quelle precedentemente riconosciutegli per il settore elettrico. Inoltre all'Acquirente Unico è stato attribuito il servizio di fornitura di ultima istanza nel settore del gas.

#### Conclusioni

Una condizione importante sul futuro del nostro paese come hub centrale del gas naturale, riguarda la velocità con la quale saremo in grado di dotarci di più corridoi di approvvigionamento, soprattutto per il gas in uscita; accelerare gli investimenti in questo senso, con l'obiettivo di aumentare la nostra capacità d'esportazione, rappresenta una scelta di politica energetica fondamentale, insieme alla necessità, come si è già visto, di dare nuovo sviluppo alla borsa del gas. Anche la separazione dall'Eni di Snam, il principale operatore italiano per il trasporto e la fornitura del gas, risulta essere una condizione necessaria, senza la quale la credibilità del paese come hub del gas sarebbe compromessa: difficilmente, infatti, l'Europa potrebbe considerare affidabile un hub controllato per la maggior parte da uno dei più importanti operatori del mercato. ■

#### BIBLIOGRAFIA

- La regolazione del mercato del gas naturale, M. Beccarello e F. Piron, Rubbettino/Leonardo Faccio editore, 2008.
- Eurostat, Environment and Energy, Data in focus, J. Goerten and D. C. Ganea, 26/2009.
- The Economist



trasportiamo  
**[calore]**



Sede principale: Via Fosse Ardeatine 120  
20099 Sesto San Giovanni (MI)

Sede francese: 17 BD Champfleury - 84000 Avignone

Tel. 02 243484679

E-mail: [info@power-solutions.it](mailto:info@power-solutions.it)

[www.power-solutions.it](http://www.power-solutions.it)

**"Tubazioni preisolate, valvole e servizi per il teleriscaldamento"**

Mattia Sica

Federutility

Federazione  
delle imprese Energetiche  
e Idriche

## Smart grid: certo, ma come ci arriviamo?

**O**rmai tutti i tecnici, esperti, policy makers sono d'accordo: le reti di distribuzione di energia elettrica del prossimo futuro dovranno cambiare per poter meglio rispondere ad una molteplicità di funzioni che oggi svolgono solo in parte o non svolgono affatto, in uno scenario che muterà sostanzialmente e che al momento è solo parzialmente ipotizzabile. Alcuni elementi del panorama futuribile appaiono, tuttavia, già certi.

Negli ultimissimi anni si è assistito ad una sostanziale trasformazione del settore della produzione elettrica; impianti di grande taglia alimentati con combustibili fossili stanno in parte lasciando il campo – almeno per parte della produzione – a favore di impianti di taglia inferiore – da pochi kW ad alcune centinaia di kW – alimentati da fonti rinnovabili.

Per altro, si ipotizza che al 2020, a seguito dello sforzo che il Paese metterà in atto, ci saranno altri 20.000 MW di potenza elettrica da fonte eolica e fotovoltaica e si stima che circa ulteriori 70.000 nuovi impianti di produzione di piccola e piccolissima taglia chiederanno la connessione alla rete.

La liberalizzazione della vendita ha creato nei consumatori nuovi protagonisti che si presentano con nuove richieste di prestazioni. Lo sviluppo del mercato elettrico e la crescente fluidità dei prezzi dell'energia elettrica imporranno al cliente la necessità di essere maggiormente informato e consapevole dei costi che sostiene per la fornitura, evidenziando esigenze di interfacciamento con la rete per acquisire ulteriori servizi. Qualcuno si spinge ad assimilare l'evolu-



zione delle reti di distribuzione verso reti attive ad una rivoluzione sociale, economica e culturale al pari della diffusione del computer o di internet ma certo è che si sta immaginando una rete che mostrerà un maggior grado di "elasticità" e un maggior numero di interfacce.

Certo è anche che l'evoluzione del mercato elettrico – produzione e consumo – è un fenomeno che si sta presentando con tempi non certo consoni ai processi finora gestiti dai distributori, tradizionalmente impegnati nello sviluppo degli impianti di rete secondo una logica che faceva riferimento a parametri tecnici stimati in base a dati storici consolidati – aumento dei consumi, della potenza richiesta, ecc. – e avendo, in ogni caso, una speciale attenzione ad assicurare continuità e qualità del servizio.

Sovrastrutturare la rete elettrica seguendo una pianificazione indipendente da fattori

oggettivi e condivisi avrebbe significato impegnare in maniera inefficiente risorse provenienti dai clienti attraverso il sistema tariffario.

A tale proposito, senza nessuno spirito di polemica, vale la pena ricordare che già venti anni fa si parlava di Demand Side Management come una mile stone del percorso di un sistema energeticamente efficiente, ma solo adesso, con il miglioramento dell'affidabilità delle tecnologie elettroniche/informatiche, il largo impiego della ICT e la reale diffusione della generazione diffusa, si reputa che le smart grid possano nel concreto consentire al cliente di conoscere in tempo reale i propri consumi e i prezzi dell'energia consumata e, pertanto, decidere se consumare ovvero spostare i propri carichi in ore economicamente più favorevoli e valutare se, addirittura, non autoprodurre l'energia di cui necessita.

## A che punto siamo

L'evoluzione delle reti di distribuzione elettrica sembra quindi passare per la strutturazione di smart grid, ovvero reti attive dotate di "adeguata intelligenza".

Il dubbio terminologico è legittimo se la stessa ERGEG, nell'ambito della consultazione lanciata sul tema, pone agli Operatori interessati di contribuire a riempire di contenuti il concetto, più di quanto non si sia fatto finora.

In ogni caso si tratterà di reti che potranno integrare le azioni degli utenti – siano essi clienti passivi e/o produttori –, distribuire l'elettricità in maniera economica per il Sistema ed in ogni caso, in maniera sicura. Saranno reti nelle quali trasferire contenuti di "intelligenza" maggiore di quanto non se ne sia applicata in questi anni.

Nel complesso, a ben vedere, si tratta di una profonda evoluzione sia di prodotto che di processo.

E allora vediamo se in Italia innovazioni ci sono già state sulle reti italiane e se sì, cosa hanno determinato.

Anche sotto la spinta propulsiva dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che ha anticipatamente dato avvio nel settore elettrico nazionale ad alcuni processi di evoluzione del settore della distribuzione elettrica, negli ultimi anni le reti di distribuzione hanno avuto una iniezione di tecnologie innovative che stanno assicurando più qualità e più servizi ai clienti finali che già vanno nella direzione auspicata.

Le cabine secondarie di distribuzione che alimentano clienti MT e/o derivazioni in BT sono telecontrollate e talvolta anche dotate di automatismi per ridurre al minimo i disagi degli utenti della rete in caso di disalimentazione.

Si tratta di sistemi che, in parte, già consentono di prefigurare una rete self-healing, una rete autoconfigurante in grado di assicurare la rialimentazione attraverso azioni coordinate ed automatiche, riducendo, per altro, l'intervento del personale tecnico nella localizzazione del guasto.

Uno sforzo significativo tecnico e finanziario – per altro non ancora concluso – è rappresentato dall'installazione dei misuratori elettronici di energia elettrica, ovvero di una componente strategica nella struttura della rete di distribuzione

come modernamente concepita. Infatti, consentono ai clienti finali, e per gli utenti domestici dal luglio prossimo consentiranno, di conoscere i propri consumi per singola ora o per fascia oraria. Un consumo consapevole, almeno per quanto attiene all'articolazione temporale, costituisce il primo tassello nel processo di informazione del cliente finale per rendere l'utilizzatore partecipante attivo nel Sistema.

Le potenzialità degli smart meter non si limitano a tanto e la telegestione – Automatic Meter Management – offre molte opportunità; alcuni distributori, ad esempio, ne stanno sviluppando di ulteriori al fine di rilevare il singolo cliente BT interessato da interruzioni, per procedere ad eventuali indennizzi personalizzati in caso di superamento degli standard prestazionali definiti dall'Autorità.

Ma altre possono essere le funzionalità degli smart meter a servizio del controllo della rete di distribuzione stessa, del dispacciamento dell'energia prodotta sulla rete e della vendita, per le quali si stanno sperimentando le soluzioni più affidabili e che in futuro saranno rese attive ed accessibili.

Già nel corso di questo anno le reti di distribuzione saranno in grado di supportare l'avvio della diffusione delle auto elettriche; sono al via diversi progetti che si prevede saranno conclusi nel corso del 2010. I progetti di installazione di stazioni di ricarica delle auto elettriche porranno ai distributori, tuttavia, sia il tema della variazione non prevedibile della curva di domanda sulla rete che quello della localizzazione della stessa ma, in ogni caso, sarà un ulteriore contributo all'evoluzione del modello socio-economico finora noto. Non si può dire, dunque, che poco o nulla sia stato fatto negli ultimi anni per ammodernare le reti di distribuzione italiane sebbene sembri che molto rimane ancora da fare.

## Come affrontiamo l'evoluzione auspicata

A livelli di generazione diffusa rilevanti, quali quelli che si prospettano, sarà necessario adottare sistemi di controllo e gestione delle immissioni dai generatori sulla rete e sistemi di accumulo per evitare inversioni di flusso di potenza e conge-

stioni di rete, gestire il sistema delle protezioni tenuto conto dei sovraccarichi termici sulle linee che potrebbero determinare scatti intempestivi e non selettivi, controllare e regolare il profilo della tensione influenzata dalla natura non prevedibile e non preordinata delle immissioni. In sostanza, le smart grid comporteranno un cambiamento anche culturale che dovrà investire i gestori che si troveranno alle prese con nuove e sempre più complesse criticità.

Ad esempio, sebbene i gestori siano tradizionalmente avversi alla possibilità che una parte della rete possa funzionare in isola, un'ipotesi prefigurata nello scenario delle reti attive prevede che, con lo sviluppo della generazione diffusa, si possano energizzare isole di distribuzione per ridare potenza a porzioni di rete e contenere tempi e disagi derivanti da interruzioni di alimentazione.

A questo specifico ideale scenario si sovrappongono, però, problemi di qualità del servizio, con i rischi di stabilità dei parametri tecnici della fornitura – tensione e frequenza, ad esempio –, ma anche inevitabili aspetti di sicurezza e qualità del servizio che dovranno essere analizzati e risolti prioritariamente.

Tali risvolti, così come i molti connessi alla sperimentazione di soluzioni avanzate, meritano tempo e richiedono significative risorse ma, poichè riteniamo che siano aspetti di Sistema, dovranno trovare una soluzione di carattere generale, magari sancita da norme tecniche aventi una portata regolatoria.

Intanto che tutto ciò venga a maturazione e prima ancora di procedere alla fase degli investimenti sulle reti, che, seppur necessari, hanno dimensioni di cui si intuisce solo la portata ma che sono difficilmente paragonabili e quantificabili, su un aspetto i tecnici del settore sono d'accordo e questo aspetto riguarda un principio di corretta gestione aziendale.

Per rispondere, nel transitorio, alla domanda di nuove attività sulla rete di distribuzione senza compromettere l'affidabilità del servizio e ottimizzando la gestione delle infrastrutture, appare necessario migliorare e perfezionare strategie di Asset Management e di manutenzione delle infrastrutture,.

Questo aspetto è tanto più sentito nelle aree dove la complessità degli interventi sulle reti è maggiore come i centri urbani, dove gli spazi fisici per rafforzare la rete sono modesti se non nulli e dove ci si scontra con la gestione di una molteplicità di altre reti di servizi – gas, acqua, comunicazioni – che utilizzano i medesimi percorsi nel sottosuolo cittadino.

E allora si tratterà di mettere a punto una rete di collaborazioni e mutuo scambio di conoscenze in grado di diffondere in tempi limitati buone pratiche di gestione rispetto a tematiche finora non ancora completamente acquisite dai distributori e alle quali potranno dare un contributo l'industria delle apparecchiature elettriche e dei sistemi da un lato e la rete dei Centri di ricerca dall'altro.

Sullo sfondo della discussione in merito alle smart grid trasparente, ma viene ancestralmente rimosso, il tema finanziario. L'apertura manifestata dall'Autorità al finanziamento delle smart grid riteniamo che finora si sia limitata ad iniziative di carattere più sperimentale che di tipo strutturale mentre le risorse disponibili

nel POI – il Programma Operativo Interregionale in tema di energia recentemente varato – finanziato anche attraverso i Fondi strutturali europei, è limitato ad interventi sulle sole quattro Regioni in convergenza.

E allora rilanciamo una proposta che è già stata esplicitata ma che vogliamo finalizzare agli scopi di cui si tratta.

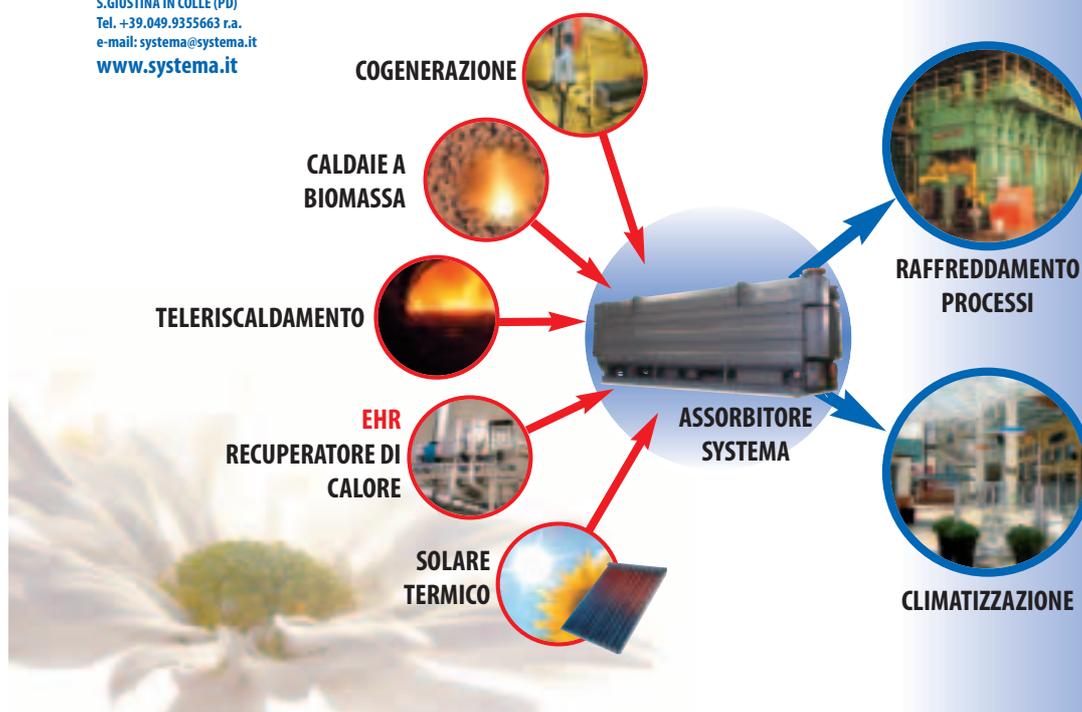
Liberiamo la bolletta elettrica dal fardello degli oneri connessi alla chiusura del ciclo del nucleare e favoriamo concretamente la chiusura anticipata della parentesi del CIP6, entrambi aspetti che hanno a che fare con il "passato remoto" del sistema elettrico nazionale - la stessa Autorità per l'energia ne propone nuovamente, nella recente Relazione presentata al Parlamento, una "socializzazione" attraverso una copertura fiscale. Noi sosteniamo che le risorse rese così disponibili potrebbero, in parte, essere destinate ad alimentare quel necessario e rilevante flusso di investimenti e ricerca per le smart grid e si trasformeranno in un moltiplicatore di vantaggi per tutti gli utenti della rete.

Un ultimo elemento riteniamo utile sottolineare. Nel percorso di progressivo adattamento delle reti di distribuzione alle nuove aspettative del mercato – ma, ormai, forse è meglio definirle esigenze – si sente la necessità di disporre anche di modelli di analisi tecnica in grado di assistere i gestori nello sviluppo delle reti e nelle previsioni dei flussi di energia di un sistema distributivo che si prevede sempre più articolato e complesso; il nostro Paese ha faticosamente conservato una nicchia per la ricerca nel settore elettrico che sui temi delle smart grid potrebbe dare – durante il progressivo avvicinamento all'obiettivo - un contributo di competenza tecnica di rilievo al mondo della distribuzione. Avere una visione e una valutazione esogena da interessi di parte, un indirizzo scientificamente ponderato circa le iniziative da intraprendere per adeguare le reti alle necessità prefigurate sarebbe una garanzia anche per gli utenti, per le Istituzioni e per il mercato, in grado di sgombrare il campo da pretestuosi preconcetti circa l'agire del gestore di rete. ■



Via S. Martino, 17/23  
S. GIUSTINA IN COLLE (PD)  
Tel. +39.049.9355663 r.a.  
e-mail: systema@systema.it  
www.systema.it

**GENERARE IL FREDDO DA QUALSIASI SORGENTE DI CALORE  
ECCO L'ECOENERGIA DI SYSTEMA S.p.A.**



# L'ENERGIA È DAPPERTUTTO.



## PENSACI.

Ne parliamo insieme a Lecce dal 20 al 23 maggio 2010.  
**Al Festival dell'Energia.**



L'ENERGIA  
SPIEGATA  
FESTIVAL  
DELL'ENERGIA



Paola **Petroni**Enel S.p.A.  
Divisione  
Infrastrutture e Reti


## Le smart grid in Europa e in Italia con Enel

**N**el Green Paper del 2006, la Commissione Europea annunciava una nuova era per l'energia in Europa ed una nuova strategia per il futuro: uno sviluppo sostenibile, competitività del mercato per offrire prezzi più bassi e certezza della fornitura. Successivamente, questa strategia è stata tradotta in obiettivi concreti da raggiungere in due tappe, nel 2020 e nel 2050. La prima tappa, con i cosiddetti obiettivi 20-20-20, prevede la riduzione del 20% delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990, la riduzione del 20% dell'energia consumata, e che il 20% di produzione di energia elettrica provenga da fonti rinnovabili. Per l'Italia l'obiettivo è raggiungere un livello di produzione di energia da fonti rinnovabili del 17% entro il 2020 (dal 5,2% del 2005).

Questa strategia applicata alle reti elettriche conduce all'idea delle reti elettriche intelligenti: le smart grid.

Uno degli elementi fondanti di tale strategia è l'energia prodotta da fonte rinnovabile. Questo tipo di produzione può essere dispersa in grandi impianti eolici o ad esempio foto-voltaici, o distribuita in impianti di piccole dimensioni come quelli domestici, ad esempio i pannelli foto-voltaici sui tetti delle case,

ed è in generale caratterizzata da una produzione intermittente e non sempre prevedibile. Per integrarne un numero consistente, in linea con gli obiettivi 20-20-20, la rete elettrica tradizionale deve affrontare una transizione verso un modello simile ad internet: tanti utilizzatori che prelevano ed immettono energia, l'energia che fluisce in senso bi-direzionale e non più solo dalle centrali verso i consumatori, un controllo distribuito per garantire affidabilità, sicurezza della fornitura e uno sfruttamento efficiente delle risorse: la rete deve evolvere da un sistema fondamentalmente elettromeccanico ad uno digitale.

In questa prospettiva, la European Technology Platform Smart Grids, cui partecipano alcuni tra i principali attori della scena Europea nel settore, ha identificato quattro requisiti cui la rete elettrica del futuro deve rispondere: essere accessibile, garantendo accesso alle fonti di produzione rinnovabile, essere affidabile garantendo la fornitura dell'energia elettrica, essere efficiente per garantire minori costi e ridurre le emissioni di gas serra, essere flessibile per venire incontro alle nuove esigenze dei consumatori, come quella di partecipare attivamente alla produzione del-

l'energia elettrica o, in un futuro più lontano, di ricaricare senza impedimenti di tempo e spazio la propria auto elettrica.

A fine 2007, con il SET Plan, European Strategic Energy Technology Plan, la Commissione Europea ha proposto la creazione di Iniziative Industriali (le cosiddette European Industrial Initiatives) per "accelerare la messa a punto di tecnologie energetiche per un futuro meno inquinato dal carbonio, in grado di conseguire gli obiettivi europei stabiliti per il 2020 ed il 2050, in materia di emissioni di gas serra, energie rinnovabili ed efficienza energetica". Nel piano sono state individuate alcune tecnologie prioritarie per le quali la cooperazione a livello comunitario costituisce un valore aggiunto, tra queste le reti elettriche intelligenti.

In linea con il SET plan, un gruppo di 7 DSO e di 7 TSO europei (Distribution and Transmission System Operator), tra i quali Enel Distribuzione, ha elaborato e posto all'attenzione della Commissione Europea un programma di 20 progetti di ricerca e sviluppo e dimostrazione su larga scala, da realizzare in diverse condizioni geografiche, climatiche e sociali, coinvolgendo più di un milione di consumatori. I progetti

intervengono su quattro aree: le tecnologie di rete, l'evoluzione a lungo termine della rete elettrica, la partecipazione attiva dei consumatori e nuove architetture di mercato.

Il costo indicativo della realizzazione del programma è di circa 2 miliardi di euro, una somma ingente che potrà essere raggiunta solo con il supporto degli organismi di regolazione e degli stati membri, al fianco della Commissione Europea e dei partner industriali.

La Commissione Europea ha stanziato finora, nell'ambito del Settimo Programma Quadro di ricerca (FP7/2007-2013), diverse decine di milioni di Euro per progetti di ricerca e dimostrazione relativi alle "smart energy networks". In tale ambito, Enel Distribuzione coordina il progetto europeo ADDRESS ([www.addressp7.org](http://www.addressp7.org)), con un budget di 16 Milioni di Euro che la Comunità Europea finanzia per poco più della metà. Il progetto è iniziato a Giugno 2008 ed è finalizzato allo sviluppo di tecnologie e soluzioni di mercato che abilitino la domanda attiva, ovvero la partecipazione dei piccoli e medi consumatori al mercato dell'energia elettrica e alla fornitura di servizi ai vari attori del sistema.

Gran parte degli investimenti proposti dal programma è per le tecnologie di rete: convalidare tecnologie all'avanguardia per la trasmissione di potenza a grande distanza e da fonti off-shore; sviluppare sistemi di monitoraggio e controllo, che assicurino l'integrazione di grandi quantità di fonti rinnovabili e dei sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica; facilitare l'introduzione di massa dei veicoli elettrici, rispettando i requisiti di qualità e tensione; dimostrare la validità di soluzioni di automazione e di auto-diagnosi della rete, per migliorare la qualità del servizio e ridurre i costi di esercizio.

Nelle altre aree di intervento gli investimenti saranno volti a sviluppare strumenti per la pianificazione della rete elettrica a lungo termine e metodi di asset management per la manutenzione

preventiva e l'ottimizzazione del ciclo di vita degli asset di rete; provare soluzioni che abilitino la partecipazione attiva dei consumatori al mercato dell'energia, attraverso display che visualizzano i dati di consumo, tariffe differenziate su base tempo, tecnologie di domotica e non ultimi i contatori intelligenti; studiare soluzioni di mercato incentivanti e proposte per realizzare un quadro regolatorio favorevole per le smart grid.

Negli ultimi anni, in Italia sono stati compiuti passi fondamentali con il compimento dei progetti di Enel, come il Telegestore, l'automazione e il telecontrollo della rete di media tensione ed il Work Force Management; altri progetti sono in corso di realizzazione.

□ **Telegestore, Smart Info, E-mobility**  
Con il progetto Telegestore più di 30 milioni di italiani sono dotati di un contatore elettronico che, oltre a misurare l'energia utilizzata, consente di leggere da remoto i consumi e gestire da remoto i contratti (nuovi allacci, cessazioni, cambio fornitore, etc.). Un unico sistema centrale, completamente ridondato, gestisce l'intero parco di misuratori elettronici, attraverso circa 360.000 concentratori installati in cabina secondaria, con i quali comunica via PSTN/GSM/GPRS su rete pubblica. I contatori a loro volta comunicano con il concentratore utilizzando la rete elettrica come canale di comunicazione.

Nel 2008 il sistema di gestione del parco contatori ha eseguito circa 270 milioni di letture da remoto e più di 13 milioni di operazioni contrattuali.

A fronte di un investimento di 2,1 Miliardi di Euro in ricerca e sviluppo, produzione ed installazione dei misuratori e dei concentratori e sviluppo del sistema informatico, Enel può contare su un risparmio annuale, rispetto al 2001, di circa 500 Milioni di Euro: riduzione dei costi operativi, legata principalmente alla possibilità di eseguire da remoto attività che prima richiedevano l'intervento del personale (ad esempio la gestione dei morosi) ed incremento delle entrate, grazie soprattutto ad una fatturazione più accurata e alla possibi-

lità di localizzare le frodi con il sistema di bilancio energetico.

Dal punto di vista del coinvolgimento dei consumatori, il Telegestore ha aperto diverse strade: servizi innovativi, come le tariffe base tempo o i servizi prepagati; bollette sui costi effettivi e non calcolati; integrazione dei produttori da fonti rinnovabili e dei veicoli elettrici; uso razionale dell'energia elettrica mostrando sul display i dati di consumo. In tal senso, uno dei recenti sviluppi di Enel è lo Smart Info, un piccolo apparato, da inserire nella presa elettrica di casa, che rende disponibili i dati misurati dal contatore elettronico, in modalità standard, a diversi strumenti di interfaccia, come il PC, la TV o display dedicati allo scopo. Il consumatore può monitorare il proprio consumo direttamente in casa: vari studi dimostrano che la consapevolezza del proprio profilo di consumo sensibilizza il consumatore verso un uso più efficiente dell'energia.

Sulla tecnologia del Telegestore si baserà il servizio di ricarica evoluto, parte dell'innovativa infrastruttura di ricarica per i veicoli elettrici, progettata con tecnologie all'avanguardia e sicure nell'ambito del progetto Auto Elettrica di Enel. A settembre 2010 a Pisa e nel gennaio 2011 a Roma e Milano, partirà un importante Pilot Test, (a seguito di un accordo siglato tra Enel SpA e Daimler) in cui Enel sarà responsabile dello sviluppo, della creazione e del funzionamento di una infrastruttura pubblica e privata con oltre 400 punti di ricarica e del relativo sistema di controllo centrale; 100 Smart elettriche saranno assegnate a clienti privati dal partner Daimler, che ne curerà la manutenzione.

□ **Telecontrollo ed automazione della rete ed integrazione della generazione distribuita**

Il telecontrollo della rete elettrica ha una lunga storia in Enel che risale ai primi anni 80 e ha seguito negli anni uno sviluppo armonico dei singoli componenti

(protezioni, unità periferiche di telecontrollo, automazione).

Il 100% delle cabine primarie di Enel è telecontrollato ed entro il 2013 le tradizionali unità periferiche, che lavoravano su onda convogliata e protocollo proprietario, saranno tutte sostituite con una nuova unità che utilizza il protocollo IP e canali di comunicazione digitali. A partire dal 2000 Enel ha cominciato a sviluppare anche il telecontrollo della rete MT, ora per dimensioni unico al mondo con più di 100.000 cabine secondarie telecontrollate, corrispondenti a circa il 30%.

Il telecontrollo da solo non garantisce una reazione veloce in caso di guasti diffusi. Gli operatori non possono gestire l'enorme quantità di informazioni provenienti dal campo, senza assegnate priorità. Per ridurre la durata delle interruzioni e raggiungere gli obiettivi posti dal regolatore è necessario automatizzare la rete.

L'automazione, infatti, rende possibile, con la cooperazione dei rilevatori di guasto lungo la rete MT e gli apparati in cabina primaria (protezioni e richiusori), localizzare il guasto e ri-alimentare in pochi istanti anche rilevanti porzioni di rete; tutto questo prima di coinvolgere gli operatori del centro di controllo,

che solo in seguito ricevono una segnalazione dall'unità periferica di telecontrollo che ha individuato il guasto per le necessarie operazioni di riparazione. Ciò significa che, anche in caso di guasto del sistema centrale o dei sistemi di telecomunicazione, la rete è in grado di localizzare ed isolare il guasto. Attualmente circa il 36% della rete MT è automatizzata.

Grazie al telecontrollo e all'automazione la rete tradizionale diventa una rete intelligente a controllo distribuito, dotata di capacità "self-healing", con garanzia di affidabilità e sicurezza della fornitura: la durata delle interruzioni è stata ridotta da 159 minuti annui persi per cliente nel 2000 a 50 minuti del 2008! Nuove strategie per il controllo della tensione lungo la rete MT, nuovi criteri di connessione dei generatori distribuiti, implementazione di una soluzione "always on" di telecomunicazione a banda larga su tutti i nodi rilevanti della rete MT (compresi i generatori), sfruttamento di sistemi di stoccaggio distribuiti, gestione efficiente del distacco dei generatori per evitare il funzionamento ad isola indesiderata, sono gli obiettivi di un progetto che si avvierà nel corso del 2011.

Il progetto favorirà la piena integrazione

della generazione distribuita, il controllo continuo del profilo della tensione, la riduzione delle perdite di rete e l'ottimizzazione degli investimenti strutturali.

#### □ Work Force Management

Infine la gestione di una Smart Grid non può prescindere da un sistema per il Work Force Management che gestisca in maniera efficiente il lavoro delle squadre operative in campo. Enel ha sviluppato, a partire dal 2005, un sistema WFM che conta, al 2008, 5.300 veicoli equipaggiati con tablet PC di tipo rugged, con possibilità di navigazione GPS, cartografia integrata, e sincronizzazione via GPRS.

In questo modo i centri operativi possono localizzare le squadre in campo in tempo reale e assegnare gli interventi alla squadra disponibile più vicina, riducendo i tempi di intervento; entro il 2011 l'assegnazione dei lavori sarà ottimizzata anche sulla base delle competenze specifiche delle squadre e delle priorità di intervento. Con il WFM le squadre ricevono un supporto logistico importante grazie al navigatore e alla cartografia integrata e dispongono di una singola interfaccia mobile con la quale gestire tutti i processi, senza far uso di documenti cartacei. ■

**1° SMART GRID INTERNATIONAL FORUM 2010**  
ROMA 9-10 NOVEMBRE 2010

 **Gruppo  
italiaenergia®**

In collaborazione con:

- **Wec Italia**
- **Anie**
- **Cesi**
- **Erse**
- **Fondazione EnergyLab**

Organizzazione:

**Gruppo Italia Energia**

Riviste ufficiali dell'evento:

**Eidos - Smart Grids & Smart Meters Magazine**

Aggiornamenti on line su:

**[www.quotidianoenergia.it](http://www.quotidianoenergia.it)**

Sono stati invitati a partecipare al comitato scientifico Ministero dello sviluppo economico, Autorità per l'energia elettrica e il gas, Federazione Anima, Aper, Federutility.

Due giornate sulle smart grid che prenderanno in considerazione un ampio spettro di argomenti: interconnectivity; modelli di business internazionali e relative geografie, evoluzione della normativa, incentivi, generazione distribuita, rinnovabili in rete.

Una prima giornata sarà interamente dedicata alle esperienze internazionali con case history, implicazioni politiche, gestionali, tecniche ed economiche, con un focus sull'impegno diretto del Ministero dello Sviluppo Economico in riferimento al Technologies Action Plan sulle smart grid.

La seconda giornata sarà interamente dedicata al nostro paese andando meglio a focalizzare cosa è già oggi possibile fare sviluppando progetti di smart grids per: rinnovare le reti elettriche, rispondere a nuovi modelli di generazione distribuita, creare le condizioni ottimali per supportare l'immissione in rete di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Un piano di comunicazione integrato terrà monitorati i lavori che si stanno svolgendo sul tema all'interno di Ministero dello sviluppo economico, Anie e Fondazione EnergyLab.

Il convegno vuole essere un momento di sintesi di un laboratorio aperto sulle smart grids.

# KLIMAENERGY 2010

3<sup>a</sup> FIERA INTERNAZIONALE DELLE ENERGIE RINNOVABILI  
PER USI COMMERCIALI E PUBBLICI

BOLZANO | 23 - 25 SETTEMBRE 2010

23 + 24/9 | ORE 9.00 - 18.00

25/9 | ORE 9.00 - 16.00



plus

**Soluzioni concrete**  
PER AZIENDE ED ENTI LOCALI

**Convegno Internazionale**  
ENERGIE RINNOVABILI  
IN SISTEMI INTEGRATI

**Energietour**  
VISITE GUIDATE AD IMPIANTI  
SUL TERRITORIO

**Innovation Corner**

**Klimaenergy Award**  
PER PROVINCE E  
COMUNI ITALIANI

FIERABOLZANO  MESSEBOZEN

[www.klima-energy.it](http://www.klima-energy.it)



SPONSOR +  
PARTNER



MEDIA  
PARTNER





# L'efficienza energetica come strumento per la trasformazione del mercato: le lampade CFL

Alberto G. Pincherle • Presidenza AIEE Giovani

Uno degli scopi dei programmi di efficienza energetica (EE) lanciati in vari Stati è di accelerare la diffusione di nuove tecnologie che permettano di ridurre i consumi. Il caso di maggior successo nel raggiungimento di questo intento è senz'altro quello delle lampade fluorescenti compatte, note come CFL. Queste lampade, chiamate anche "lampade a risparmio di energia", sono la più recente evoluzione dei tubi a fluorescenza brevettati da George E. Inman della General Electric (GE) nel 1941 e commercializzate in attesa del brevetto sin dal 1938 (il primissimo brevetto di una lampada a vapori di mercurio risale però a Peter Cooper Hewitt nel 1901).

A seguito della crisi petrolifera del 1973, la GE riprese a sviluppare le lampade fluorescenti e il loro ingegnere Edward E. Hammer sviluppò la prima lampada CFL nel 1976. Tuttavia, poiché l'investimento nella nuova capacità produttiva necessaria per industrializzare questo prodotto era ingente (25 milioni di dollari dell'epoca), la GE decise di accantonare momentaneamente l'idea. Altri produttori videro il prototipo e colsero l'occasione: copiarono l'invenzione di Hammer e industrializzarono il prodotto.

Fino ad una decina di anni fa però le lampade CFL erano molto costose e qualitativamente poco soddisfacenti: le prime lampade CFL producevano una luce molto fredda (bianca), facevano un leggero ronzio e impiegavano molto tempo per raggiungere la massima luminosità. Solo negli ultimi anni il loro prezzo è sceso e

la qualità notevolmente migliorata: non solo sono disponibili con una tonalità di luce più calda e con tempi molto brevi di massima resa luminosa, ma sono ormai disponibili in dimensioni e formati più adatti ai lumi che possediamo in casa.

Il motivo di questa rapida discesa di prezzo negli ultimi anni è senz'altro legato ad un particolare programma di efficienza energetica sviluppato in Gran Bretagna e in seguito ripreso in Italia e Francia: i Certificati Bianchi (CB). I CB prevedono che i venditori di energia (o distributori in Italia) siano obbligati a raggiungere un determinato valore di efficienza energetica in un periodo ben definito. Per raggiungere questa EE, gli attori obbligati possono ricorrere a un ampio numero d'interventi, il cui risultato porta ad un risparmio di energia per i consumatori. Una delle soluzioni a cui sono ampiamente ricorsi è stata la distribuzione gratuita, o a prezzo agevolato, di lampade CFL ai clienti domestici. Le società sottoposte ad obblighi di EE hanno ordinato direttamente alle aziende fabbricanti massicce quantità di lampade CFL, consentendo ai fabbricanti di realizzare ingenti lotti di produzione.

Di conseguenza è molto diminuito il costo di produzione, e con questo il costo unitario delle lampade CFL. Si è così innescato un meccanismo molto positivo: grazie alla diminuzione di costo gli attori obbligati hanno trovato un maggior vantaggio nel perseguire le EE con le lampade CFL ed hanno aumentato gli ordini, causando altre riduzioni di prezzo e così via.

Programma di CB	UK					
	EESoP1 1994-1998	EESoP2 1998-2000	EESoP3 2000-2002	EEC 1 2002-2005	EEC 2 2005-2008	CAGR 1994-2008
Prezzo CFL ex-post (LEES)	£7,70	£4,80	£3,70	£2,57	1,24 (*)	-14%

(\*) Prezzo medio tra lampade distribuite e vendute (retail)

Fonti: a review of the Energy Efficiency Standards of Performance 1994 - 2002, Eoin LEES Energy, OFGEM

EESoP=Energy Efficiency Standards of Performance (primi 3 programmi di CB britannici)

EEC =Energy Efficiency Commitment (seguito dei programmi EESoP, 2 edizioni)

CERT = Carbon Emissions Reduction Target (attuale programma di CB britannici, seguito dell'EEC2)

CAGR = Compound Annual Growth Rate o Tasso di crescita annuo

Tabella 1. Evoluzione del prezzo delle lampade CFL durante i programmi di CB britannici (in £ del 2002)

Negli anni 1994-2009, i 6 programmi britannici di CB hanno portato ad un notevole abbassamento del prezzo delle CFL (-14% annuo), come riportato in Tabella 1 (tutti i valori economici sono riportati a valori in sterline del 2002 per renderli confrontabili).

In Tabella 2 si può vedere come alla fine del programma EEC2 il prezzo delle lampade CFL sia decisamente inferiore alle stime iniziali.

Nella Tabella 3 sono riportati (in sterline, per renderli confrontabili):

- il valore di una lampada CFL in Italia rilevato ad ottobre 2009;
- il valore precedente al netto dell'IVA (20%);
- il valore di una lampada CFL in Italia rilevato ad ottobre 2009 e svalutato con gli indici Istat al valore del 2002;
- il valore precedente al netto di IVA (20%);
- il rimborso che i distributori italiani percepiscono un rimborso dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas. Il prezzo di una lampada in Italia, £1,32 (Tabella 3, valo-

Prezzo CLF	Programma			CERT
	ex-ante DEFRA	ex-post LEES	Rapporto ex-post ex-ante	
Retail		£1,20		£2,00
Dirette	£3,80	£2,00	53%	£3,00

Fonte: Leed, p. 37, elaborazione

Tabella 2. Rapporto tra prezzo delle lampade CFL preventivato e consumativo durante i programmi di CB britannici (in £ del 2006)

re di cui al punto 1), è molto vicino a quello rilevato in Gran Bretagna, £1,24 (Tabella 1, valore EEC2, 2008). Il rimborso dell'AEEG è particolarmente vantaggioso nel 2009, più del triplo del costo (valore di cui al punto 2 della Tabella 3. Tuttavia nel 2004, all'inizio del program-

ITALIA		
Prezzo all'ipermercato (offerta speciale ottobre 2009)	Prezzo all'ipermercato (riportato al 2002)	TEE 2009 (riportato ai Distributori)
£1,53	£1,32	£3,98
(1)	(3)	(5)
↓	↓	
Prezzo all'ipermercato (offerta speciale ottobre 2009 al netto dell'IVA)	Prezzo all'ipermercato (riportato al 2002 e al netto dell'IVA)	
£1,27	£1,10	
(2)	(4)	

Fonti: rilevazioni ipermercato, elaborazione su dati AEEG e Istat. Cambio al 15 novembre 2009 da Banca Fineco £/€ 0,88448.

Tabella 3. Costo di una lampada CFL in Italia ad ottobre 2009 e rimborso tariffario percepito dai distributori



Paese	Programma e periodo		Numero di lampade fornite	Percentuale sul totale
<b>Francia</b>	<b>CEE (*)</b>	<b>2006-2009</b>	<b>6.657.000</b>	<b>2%</b>
<b>Italia</b>	<b>CEE (**)</b>	<b>2005-2009</b>	<b>55.237.804</b>	<b>14%</b>
<b>Gran Bretagna</b>	EESoP1	1994-1998	6.612.300	2%
	EESoP2	1998-2000	2.898.500	1%
	EESoP3	2000-2002	7.372.142	2%
	EEC1	2002-2005	39.737.570	10%
	EEC2	2005-2008	101.876.023	26%
	CERT (**)	2009	169.855.811	44%
	<b>Totale</b>	<b>2002-2009</b>	<b>328.352.346</b>	<b>84%</b>
<b>Totale CB</b>			<b>390.247.150</b>	<b>100%</b>

(\*) Stima sui dati preliminari a gennaio 2009 - CEE = Certificats d'Economie d'Energie (CB francesi) - (\*\*) Per il 2009 dati fino ad agosto 2009 - TEE = Titoli di Efficienza Energetica (CB italiani)

Tabella 4. Distribuzione di lampade CFL con i CB in Francia, Italia e Gran Bretagna

ma di CB italiani, tale vantaggio era abbastanza ridotto (si prenda a riferimento il costo durante il programma EEC1 o EEC2). Il numero di lampade CFL distribuite gratuitamente nei 3 paesi UE in cui sono in vigore i CB è strabiliante: oltre 390 milioni di lampade (Tabelle 4 e 5). Se la GE lo avesse minimamente previsto, avrebbe sicuramente adottato criteri diversi.

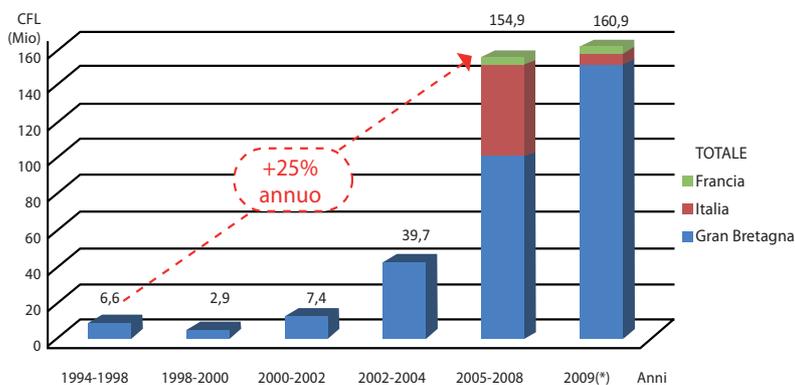


Tabella 5. Crescita temporale delle lampade CFL nell'ambito dei programmi di CB in Francia, Italia e Gran Bretagna.

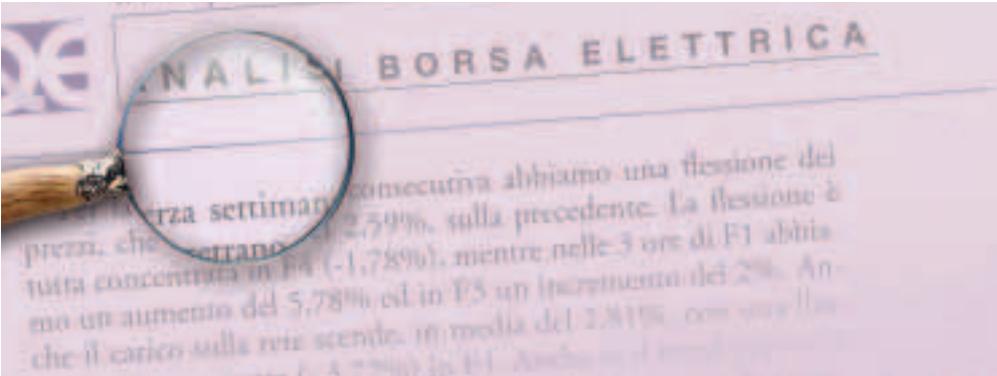
## BIBLIOGRAFIA

- OFGEM - A review of the Energy Efficiency Standards of Performance 1994 - 2002.
- Regolamento (CE) n. 244/2009 della Commissione, del 18 marzo 2009, recante modalità di applicazione della direttiva 2005/32/CE del Parlamento europeo e del Consiglio in merito alle specifiche per la progettazione ecocompatibile delle lampade non direzionali per uso domestico- GU L 76 del 24.3.2009.
- Compact fluorescent lamp.
- Father of the compact fluorescent bulb looks back.
- The History of Fluorescent Lights
- Eoin Lees Energy, "Report to DECC - Evaluation of the Energy efficiency commitment 2005-2008", December 14, 2008.
- OFGEM A review of the Energy Efficiency Commitment 2002 - 2005.
- Ofgem, A review of the EEC 2005-2008, 1st August 2008.
- Ofgem, A review of the first year of the CERT (88/09).
- Ofgem, CERT Update, n. 5 August 2009.
- AEEG - Rapporto semestrale sui TEE (luglio 2009).
- Association Technique Energie Environnement - comunicazione privata.
- Istat - Indici nazionali per voce di prodotto Anni 2000 - 2009.

L'effetto di questo fenomeno di accelerazione tecnologica e diminuzione di prezzo è stato talmente fulminante che l'Unione Europea, senza aspettare i tempi necessari per l'elaborazione di una Direttiva e la sua entrata in vigore negli Stati Membri, ha emesso il 24 marzo 2009 il Regolamento 244/2009/UE stabilendo così la "pensione anticipata" per la classica lampada ad incandescenza (in precedenza era prevista nel 2012). Il divieto di vendita (eccetto che per gli stock già presenti sul mercato) è stato stabilito in 6 fasi: la prima è già avvenuta il 1° settembre scorso per le lampade di potenza superiore a 100 W e tutte le lampade opache, l'ultima fase sarà nel settembre 2016.

Alla luce di quest'esperienza con le lampade CFL possiamo fare due considerazioni:

- è opportuno che i CB diventino lo strumento privilegiato per portare sul mercato soluzioni tecnologiche mature ma ancora poco diffuse. Perché ciò avvenga, i CB devono promuoverle ricorrendo anche a sovra-incentivi per un periodo sufficientemente lungo affinché riescano ad affermarsi. Ad esempio, potrebbe essere riconosciuta una maggiorazione del 50% delle EE per il riscaldamento residenziale tramite microgenerazione per 3 anni;
  - se i tre paesi (Italia, Francia e Gran Bretagna) coordinassero i loro sforzi, promuovendo contemporaneamente le stesse tecnologie, i risultati, in termini di numero di impianti installati e di riduzione del loro costo unitario, sarebbero ancora più rapidi. Di conseguenza i vantaggi per gli stessi Stati, in termini di EE realizzate, sarebbero molto più elevati e ben compenserebbero l'investimento fatto nella sovra-incentivazione delle tecnologie.
- Seguendo tali criteri, potrebbero mancare pochissimi anni al momento in cui:
- i tubi fluorescenti in uso in ambienti come uffici, supermercati e fabbriche siano sostituiti da tubi a Led;
  - tutta l'acqua calda sanitaria sia ottenuta solo da collettori solari;
  - il nostro riscaldamento tramite caldaie domestiche a gas possa essere rimpiazzato da gruppi di cogenerazione che soddisfino anche il nostro fabbisogno di elettricità;
  - gli autobus cittadini siano tutti mezzi ibridi. ■



# Crisi & Energia: occupazione ancora in calo

Enrico Quintavalle • Ufficio Studi Confartigianato

I dati mensili sul mercato del lavoro relativi a gennaio 2010 confermano le tensioni sul mercato del lavoro conseguenti alla forte crisi di domanda che ha visto un calo del PIL nell'anno trascorso del 5,0%.

L'occupazione reagisce con ritardo alle variazioni della domanda e quindi il 2010 sarà ancora un anno difficile, nonostante si stiano consolidando i segnali di cambio di direzione del ciclo economico. Inizialmente il calo della produzione è stato gestito dalle imprese con modifiche di orario di lavoro e con l'utilizzo degli ammortizzatori sociali.

Successivamente l'intensità della ripresa e le aspettative sui livelli della domanda diventano le variabili chiave per la definizione dei livelli di occupazione delle imprese.

A gennaio 2010 gli occupati in Italia sono 22.904.000, al netto della stagionalità, e sono diminuiti di 307.000 unità rispetto a gennaio dello scorso anno, con un calo dell'1,3%. Rispetto al punto di massimo precrisi, registrato ad aprile 2008, l'occupazione in Italia è diminuita di 617mila occupati, ritornando ai livelli di quattro anni fa (febbraio 2006).

Pur a fronte di questa riduzione di occupazione, il tasso di disoccupazione in Italia, pari all'8,6%, è inferiore alla media dell'area euro che si attesta al 9,9%. Il tasso di disoccupazione italiano resta inferiore anche a quello dell'UE a 27 (9,5%), della Francia (10,1%), degli Stati Uniti (9,7%) e naturalmente, della Spagna (18,8%). Rimane più contenuta la disoccupazione in Germania, dove si registra un tasso pari al 7,5%.

Va considerato che in Italia, nel corso di que-

sta profonda crisi, vi è stata una tendenza alla crescita del tasso di inattività: a gennaio 2010 le persone che non si offrono sul mercato del lavoro, sempre al netto della stagionalità, arrivano a 14.871.000, con un aumento di 172.000 unità, pari all'1,2%, rispetto a gennaio dell'anno precedente.

Nel III trimestre 2009 si riscontrano i maggiori effetti negativi della crisi nei settori maggiormente coinvolti dalla diminuzione della domanda globale di beni.

Il calo più accentuato si registra, infatti, nel Manifatturiero che diminuisce gli occupati del 6,1%. Si consolida la flessione anche nelle Costruzioni che, a seguito della calo delle attività di costruzione e di manutenzione, registrano una diminuzione dell'occupazione del 4,0%. Cala l'occupazione anche nei Servizi, anche se con una diminuzione più contenuta e pari allo 0,6%.

Con l'appoggio dei dati Eurostat relativi alla rilevazione forza lavoro esaminiamo la dinamica occupazionale nel settore dell'Energia per cogliere come la crisi si stia riverberando sulle strutture occupazionali delle imprese elettriche e del gas in Italia e in Europa.

Nel III trimestre del 2009 il settore energetico europeo conferma la sua connotazione anticiclica. Nell'area euro, il comparto Eletticità e gas (per la classificazione Ateco 2007 si tratta della sezione D Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata) accresce l'occupazione del 12,0% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, mentre l'occupazione europea complessiva, nello stesso arco temporale, diminuisce dello 0,8%.

L'incremento di occupazione negli ultimi dodici mesi è diffuso in tutti i maggiori paesi europei, ad eccezione dell'Italia: il settore energetico nel nostro Paese mostra una diminuzione di occupati pari al 4,1%. La variazione tendenziale dell'occupazione era del -1,6% nel II trimestre 2009 e dello 0,9% nel I trimestre 2009. La diminuzione tendenziale dell'occupazione nel settore energetico in Italia è più intensa di quella registrata nel complesso dell'economia (-1,2%) ma molto meno accentuata rispetto alla diminuzione dell'occupazione manifatturiera (che è pari, come abbiamo visto, al -6,1%). La forte caduta della produzione industriale per l'Italia, - ricordiamo che nell'anno appena trascorso la nostra economia ha registrato la peggiore performance produttiva tra i maggiori paesi europei - ha influito negativamente sulla minore domanda di energia: nel 2009 la produzione del settore Energia è diminuita dell'8,9%. La situazione dell'occupazione migliora sensibilmente se prendiamo in considerazione anche il comparto delle utilities che operano nel settore di acqua e rifiuti (sezione E Fornitura di acqua; reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti e risanamento): nel III trimestre del 2009 in Italia questo comparto vede crescere l'occupazione del 7,9% rispetto ad un anno prima, in linea con la crescita dell'8,5% dell'area euro. Complessivamente in Italia il settore dell'Energia e delle utilities di Acqua e rifiuti registra una crescita dell'occupazione pari al 3,0%, la quale rimane, comunque, inferiore alla crescita dell'area euro che, per questi due settori insieme, è pari al 10,3%. ■

### Dinamica degli occupati settore energia, acqua e rifiuti Europa

Var. % tra III trim. 2009 e III Trim. 2008

Paese	Energia	Acqua e rifiuti	Energia,Acqua e rifiuti
UE 27	5,8	2	3,9
Area euro	12	8,5	10,3
Italia	-4,1	7,9	3

Elaborazione ufficio Studi Confartigianato su dati Eurostat



# Il Progetto E 4 per la promozione dell'efficienza energetica degli ascensori e delle scale mobili

Walter Cariani, Laura Manduzio ENEA • Unità Tecnica Efficienza Energetica

**G**li ascensori e le scale mobili sono un mezzo indispensabile per vivere e lavorare in edifici a diversi piani sopra il piano terra; persino nelle abitazioni monofamiliari o piccole villette gli ascensori sono un mezzo essenziale per garantire la mobilità verticale alle persone anziane o con mobilità limitata. Oltre 4,5 milioni sono gli ascensori installati attualmente nella UE e nel settore esiste un rilevante potenziale tecnico di risparmio energetico conseguibile mediante l'utilizzo di sistemi e componenti più efficienti disponibili sul mercato. Il Progetto E4-Energy Efficient Elevators and Escalators ([www.e4project.eu](http://www.e4project.eu)), supportato dal Programma "Intelligent Energy Europe" della Commissione Europea, ha lo scopo di contribuire al miglioramento dell'efficienza energetica degli ascensori e delle scale mobili installati negli edifici del settore terziario e del residenziale multifamiliare. I paesi direttamente coinvolti nel Progetto sono Germania, Italia, Polonia e Portogallo.

## Tipi di ascensori

Esistono due principali tipi di ascensori: idraulici e a trazione. Gli ascensori idraulici sono di gran lunga quelli più utilizzati - grazie al loro costo iniziale relativamente basso - in edifici di altezza limitata, cioè fino a 6 o 7 piani. Questo tipo di ascensori utilizza un cilindro idraulico per muovere la cabina e un motore elettrico aziona

una pompa che spinge un fluido dentro il cilindro. Alcune valvole controllano il flusso del fluido per una discesa a velocità confortevole, permettendo al fluido (generalmente olio) di ritornare nel serbatoio. Gli ascensori idraulici operano a bassa velocità, in genere al di sotto di 1 m/s e vengono utilizzati per altezze che non superano i 20 m.

Negli ascensori elettrici a trazione la cabina è sostenuta da funi di acciaio (o cinghie) avvolte intorno ad una puleggia azionata da un motore elettrico. Il peso della cabina è di solito equilibrato da un contrappeso di massa uguale alla massa della cabina, più il 45% - 50% del carico nominale.

Lo scopo del contrappeso è quello di ridurre fortemente il consumo di energia. Gli ascensori elettrici a trazione, che possono essere ulteriormente suddivisi in due categorie elettrici con argano riduttore (geared) e senza riduttore (gearless), sono utilizzabili in quasi tutte le applicazioni senza sostanziali limitazioni in relazione a velocità, che può variare da 0,25 m/s a 17 m/s, altezza e portata. Nel corso del Progetto E4 è stata effettuata un'indagine mirata a caratterizzare la situazione del parco esistente nei paesi europei e sono state realizzate campagne di misura dei consumi di impianti operanti in edifici selezionati in ciascuno dei quattro paesi (Portogallo, Polonia, Italia e Germania) coinvolti nel progetto.

Tipo di lampada	Tempo di vita (ore)	Efficacia di luminosità (lm/W)
Incandescenza	750-2.000	10-18
incandescente alogena	3.000-4.000	15-20
fluorescente compatta (CLF)	8.000-10.000	35-60
fluorescente lineare	20.000-30.000	50-100
LED bianco ad alta potenza	35.000-50.000	30-150

Tabella 1. Confronto tra diversi tipi di lampade

Il consumo totale annuo di elettricità degli ascensori installati in Europa (EU-27 più Svizzera e Norvegia) è stato stimato pari a 18,4 TWh, dei quali 6,7 TWh attribuibili al settore residenziale, 10,9 TWh al settore terziario e solo 810 GWh al settore industriale. Il consumo di energia del settore terziario è, quindi, risultato molto più elevato rispetto a quello del residenziale pur in presenza di un numero di ascensori notevolmente inferiore, e ciò a causa dell'utilizzo più intensivo (figura 1).

Il consumo totale annuo di energia degli ascensori installati in Italia è stato stimato pari a circa 1.950 GWh, corrispondente allo 1,2 % del consumo totale di elettricità dei settori residenziale e terziario. La figura 4 riporta i consumi di elettricità degli ascensori suddivisi in base alla destinazione d'uso dell'edificio.

Alcune opzioni per migliorare l'efficienza energetica di ascensori e scale mobili Gli ascensori consumano energia anche quando non sono in movimento. Questa componente, denominata di stand-by, in impianti con basso numero di corse giornaliere, può rappresentare anche oltre il 90% del totale ed è attribuibile a componenti e sistemi quali il sistema di controllo, l'illuminazione, la ventilazione, le segnalazioni e pulsantiere di piano e di cabina. Una riduzione dei consumi generati da questi carichi elettrici è ottenibile sia mediante l'utilizzo di apparecchiature più efficienti di quelle standard, sia spegnendo le apparecchiature quando l'ascensore è inattivo e vuoto.

L'illuminazione è uno dei carichi elettrici che contribuisce maggiormente al consumo in stand-by degli ascensori e quindi le opzioni di miglioramento devono essere attentamente valutate, soprattutto per le ottime soluzioni tecniche oggi disponibili. Per l'illuminazione in cabina sono usate lampade a incandescenza, a fluorescenza o alogene.

L'uso delle lampade a incandescenza è in forte contrazione, mentre è aumentato l'utilizzo delle lampade a fluorescenza, e in particolare delle lampade a fluorescenza compatte (CFLs), e alogene. Solo recentemente hanno registrato un forte sviluppo i sistemi d'illuminazione a LED, tecnologia che è già da oggi in grado di garantire importanti vantaggi quali lunga durata, consumo energetico estremamente basso (85% meno di faretto alogeni simili), nessuna produzione di calore nella cabina dell'ascensore.

Oltre che utilizzando componenti efficienti, l'energia può essere risparmiata spegnendo alcune apparecchiature o impostandole in modalità a basso consumo quando l'ascensore non viene utilizzato. Al riguardo, si possono impostare due modalità di stand-by distinte che si attivano in sequenza. Nella prima, che non implica attese aggiuntive per il passeggero, vengono disattivati solo quei componenti che possono essere riattivati istantaneamente, quali ad esempio l'illuminazione o i display della cabina (le frecce, l'indicatore del piano). Nella seconda si disattivano invece componenti per i quali è necessario un piccolo intervallo di tempo per la riattivazione, quali ad esempio il sistema di azionamento delle porte, i componenti elettronici in cabina, le cellule fotoelettriche per le porte. Il tempo di attesa per il riavvio dell'ascensore può arrivare a 30 secondi, e quindi questa seconda modalità è indicata per condizioni di scarso utilizzo.

Nel caso di edifici serviti da un gruppo di ascensori, una buona soluzione ai fini del risparmio di energia è rappresentata dalla interconnessione dei loro sistemi di controllo; questa misura consente di ottimizzare il loro esercizio, minimizzando il numero di corse, partenze e fermate e il numero di ascensori in esercizio durante i periodi di basso utilizzo, senza compromettere la qualità del servizio. Altre importanti opzioni per il migliora-

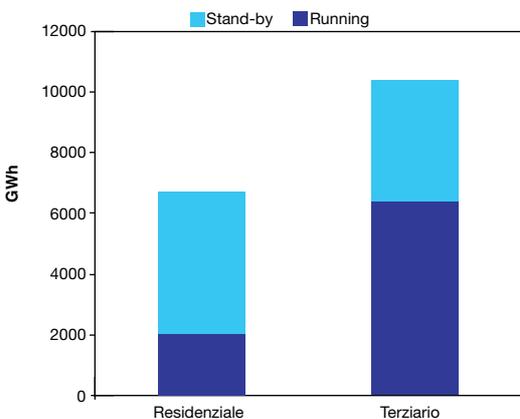


Figura 1. Consumo annuo di elettricità ascensori

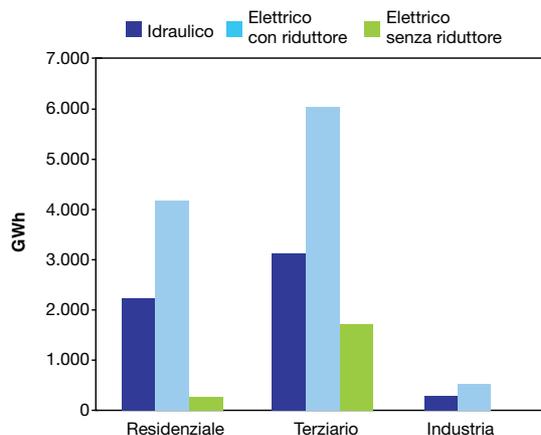


Figura 2. Stima dei consumi per le diverse tipologie

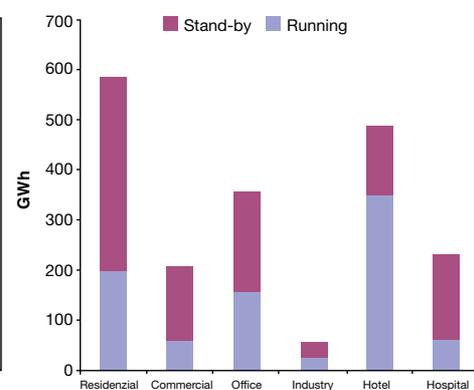


Figura 3. Ripartizione consumo di elettricità (GWh)

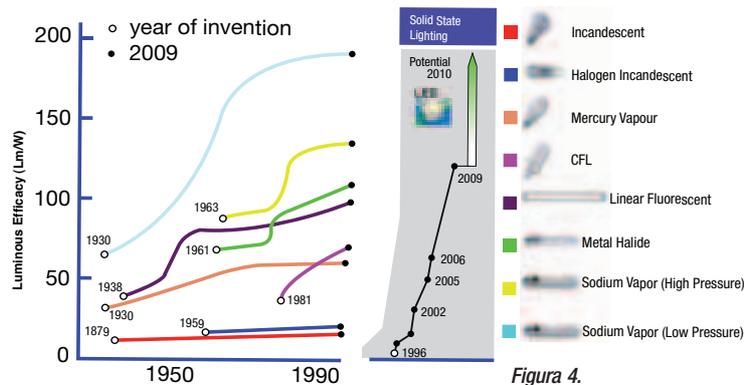


Figura 4.

mento dell'efficienza energetica degli ascensori sono rappresentate dai motori elettrici ad alta efficienza e dagli azionamenti a velocità variabile. I motori elettrici ad alta efficienza sono caratterizzati da rendimenti più elevati di alcuni punti percentuali rispetto a quelli dei motori standard grazie all'utilizzo di materiali magnetici superiori, alla modifica di alcuni elementi costruttivi e all'adozione di tecniche di costruzione ottimizzate. Tenuto conto che il costo di acquisto di un motore incide per un cinquantesimo del costo di esercizio durante la sua vita utile, si può dedurre che l'extraprezzo sostenuto per l'acquisto di un motore più efficiente si traduce in un sensibile risparmio energetico e finanziario. Si può quindi comprendere l'opportunità di valutare, ogni volta che se ne presenta l'occasione, la convenienza economica di investire in motori ad alta efficienza e di considerare questi motori in tutti gli appalti di fornitura di nuovi motori. Al sistema di azionamento elettrico dell'ascensore è richiesto di fornire adeguate prestazioni e affidabilità al fine di garantire un ottimo comportamento a velocità minime sia nella fase di partenza che di arrivo, una buona precisione nella regolazione di velocità per un arrivo al piano dolce e accurato e un elevato livello di comfort. Fino a non molto tempo fa, l'azionamento a corrente continua era il più usato in queste applicazioni per le eccellenti caratteristiche dinamiche di regolazione. Nel tempo, in alternativa al motore in corrente continua è stato sempre più utilizzato il motore asincrono in combinazione con l'inverter nel comando degli ascensori. Oggi, il sistema di azionamento più utilizzato è quello a frequenza variabile e tensione variabile (VVVF); esso consente una diminuzione del consumo di energia che può raggiungere il 50% in confronto ad un sistema tradizionale come il motore a induzione a due velocità. Anche per le scale mobili l'efficienza dei componenti è di estrema importanza. Motori, azionamenti, trasmissio-

ni ad alta efficienza possono comportare significativi risparmi energetici e, nella maggior parte dei casi, la loro applicazione risulta economicamente sostenibile. In generale, le scale mobili sono sempre in movimento e consumano energia anche in assenza di passeggeri. Una prima soluzione per ridurre il consumo energetico è, perciò, quella di adattare il moto alla presenza di passeggeri, utilizzando un azionamento a velocità variabile; questa soluzione può far risparmiare fino al 40% di energia.

### Il potenziale di risparmio energetico

Nell'ambito del Progetto è stata effettuata una stima dei risparmi potenziali conseguibili nella U.E. con l'adozione delle migliori tecnologie disponibili (BAT) per i principali componenti dell'ascensore. Il risultato ottenuto indica un potenziale tecnico di risparmio pari a circa 10 TWh, con emissioni evitate di CO<sub>2</sub> circa 4,4 Mt. E' da sottolineare che i maggiori risparmi potenziali sono ottenibili nei consumi di stand-by, dove è considerata fattibile una riduzione dei consumi di circa 80% rispetto alla situazione di partenza.

### Conclusioni

Nel settore degli ascensori e scale mobili esiste un rilevante potenziale tecnico di risparmio energetico conseguibile con l'utilizzo di diverse tecnologie efficienti oggi disponibili sul mercato (LED, spegnimento di componenti non essenziali che contribuiscono al consumo di stand-by quando l'ascensore non è in uso, motori elettrici ad alta efficienza, azionamenti a velocità variabile, ..). La convenienza/sostenibilità economica degli interventi va tuttavia valutata caso per caso poiché sono molti i fattori che concorrono a determinare il risultato finale (ore di funzionamento, numero di corse, fattore di carico, costo dell'energia elettrica, etc). ■

### BIBLIOGRAFIA

- Almeida, Anibal T. de; Patrão, Carlos; Fong, João; Nunes, Urbano; Araújo, Rui (2009b): Technology assessment. Project report D4.1 of the E4 project. Final report of 20/11/2009.
- Almeida, Anibal T. de; Patrão, Carlos; Fong, João; Nunes, Urbano; Araújo, Rui (2009a): Estimation of saving potentials. Project report D4.2 of the E4 project. Draft report of 23/12/2009.
- Harvey M. Sachs (2005): Opportunities for Elevator Energy Efficiency Improvements. Available online at [www.aceee.org/buildings/com1 equip/elevators.pdf](http://www.aceee.org/buildings/com1 equip/elevators.pdf).
- Report with the results of the monitoring campaign. Project report D3.2 of the E4 project. (2010). Report of January 2010.
- de Almeida, A., Patrao, C., Fong, J., Nunes, U., & Araújo, N. (2010). WP4: Estimation of savings. Coimbra: E4.
- Cariani, W. ENEA. Country report – Italy. Project report D2.2 of the E4 project (2009)

## L' Esperto in Gestione dell'Energia certificato Secem, uno strumento di supporto nelle P.A. e nelle imprese.

Celeste Napolitano • FIRE



La recente disponibilità di strumenti legislativi per la qualificazione e la certificazione nel campo dei servizi energetici delinea un quadro di riferimento che certamente favorirà la domanda di figure professionali specialistiche nel campo della Gestione dell'Energia.

I settori e gli attori coinvolti in questo processo sono rappresentati da:

- la Pubblica Amministrazione, per ridurre i costi, evitare gli sprechi e migliorare le efficienze;
- l'industria, per meglio integrare la Gestione dell'Energia nei Sistemi di Gestione Aziendale, migliorando il proprio livello di competitività;
- il settore dei Servizi, offrendo una risposta concreta e qualificata alle esigenze di terziarizzazione;
- oltre che:
- una nuova figura professionale nel campo dell'efficienza energetica, l'Esperto in Gestione dell'Energia (EGE).

Questa nuova figura professionale diviene, in base alla nuova normativa, parte attiva del mercato dei Servizi Energetici. In particolare, attraverso l'implementazione della Politica Energetica aziendale, sarà parte operativa della struttura funzionale delle imprese e punto di riferimento per i fornitori di Servizi di Efficienza Energetica e per i clienti finali. La figura dell'EGE è stata auspicata nella DIRETTIVA COMUNITARIA 32/2006/CE del 5 aprile 2006 concer-

nente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici, è definita nel DECRETO LEGISLATIVO 30 maggio 2008 n. 115: Attuazione della direttiva 2006/32/CE e, dettagliatamente specificata, nella NORMA UNI CEI 11339: Gestione dell'energia - Esperti in gestione dell'energia - Requisiti generali per la qualificazione, pubblicata il 10 dicembre 2009. L' Esperto in Gestione dell'Energia è, come riportato nel d.lgs. 115/2008, un fornitore di servizi energetici e per sua definizione deve avere le conoscenze, l'esperienza e le capacità necessarie per gestire l'uso dell'energia in modo efficiente; deve operare in qualità e competenza tecnica; può accedere ad una procedura di certificazione volontaria e la sua prestazione è regolata da un contratto che deve necessariamente portare a miglioramenti dell'efficienza energetica e a risparmi energetici primari verificabili e misurabili o stimabili.

La prestazione dell'EGE può essere intesa sia come incarico/obiettivo di un professionista esterno che come compito e/o mansione di un addetto interno all'organizzazione per cui opera.

### Procedure di certificazione Secem

Tramite Secem è possibile certificarsi come EGE.

La prima sessione d'esame si è svolta nel mese di gennaio. I partecipanti che si sono sottoposti alla valutazione delle due commissioni di grandparents sono stati 20, dei quali 10 hanno conseguito la promozione.

Le procedure di certificazione sono state concepite per due classi di specializzazione civile ed industriale e non sono mancate candidature per entrambi le classi; ciò ha comportato lo svolgimento di un doppio esame scritto e orale. Soltanto per quelle candidature che, al momento della valutazione, hanno dimostrato di possedere un sufficiente mix di competenze, conoscenze esperienze e capacità è stata riconosciuta la certificazione.

Per gli altri, così come per tutti coloro che condividono l'iniziativa, si apre una nuova opportunità per mettere in evidenza, secondo procedure imparziali e trasparenti, le loro capacità e professionali nel settore dell'Energy Management sicuramente in espansione.

Secem punta alla certificazione di professionisti di alto profilo per offrire al mercato, ed in particolare a tutte le organizzazioni pubbliche e private che vogliono perseguire l'obiettivo dell'uso razionale dell'energia e dell'efficienza energetica, la garanzia di potersi avvalere della professionalità di esperti qualificati.

Tali esperti opereranno con le necessarie conoscenze dei processi e delle tecnologie, nel rispetto delle leggi e delle norme applicabili anche ai fini della sicurezza degli impianti, in sintonia con i programmi, gli obiettivi e gli accordi nazionali ed internazionali in campo energetico-ambientale.

Per la nuova sessione di esami, che si svolgerà in giugno, è aperto il bando di selezione sul sito [www.secem.eu](http://www.secem.eu).

## ENERGY TECHNOLOGIES from ITALY

in distribuzione la nuova edizione

Richiedete la vostra copia a: [ordini@fabianogroup.com](mailto:ordini@fabianogroup.com)

[www.gruppoitaliaenergia.it](http://www.gruppoitaliaenergia.it)

## Fonti rinnovabili come parte attiva del sistema energetico. Questo l'obiettivo per il 2010

Carlo Duranto • Ad Società eolica Maestrale Green Energy

**T**rasformare il settore delle rinnovabili in parte integrante del "sistema energetico", questo è uno dei temi centrali del 2010. Un obiettivo non banale, il cui perseguimento passa attraverso un sostanziale ripensamento delle logiche di settore, lo svantaggio dato dal costo che per qualche tempo ancora deve essere sostenuto attraverso le tariffe, infine dal problema tutto italiano del country risk, il rischio implicito dell'investire in Italia (rinnovabili o qualunque altra cosa).

L'agenda 2010 per le rinnovabili, proiettata in ottica di "sistema energetico", è composta da voci come il meccanismo di remunerazione (o incentivazione), il recepimento della direttiva europea e il maggior dialogo con il gestore della rete elettrica.

Sul meccanismo di remunerazione, il punto è domandarsi se, date tutte le criticità che ha presentato e continua a presentare, il meccanismo dei Certificati Verdi sia ancora in grado di garantire la promozione delle iniziative rinnovabili. Probabilmente una semplificazione verso una feed-in tariff, indicizzata a parametri sui costi della tecnologia e che garantisca il livello di remunerazione dell'anno di entrata in esercizio per l'intero periodo di incentivazione, darebbe quella stabilità per il finanziamento di cui tutti sono in cerca. La direttiva europea - il cui spirito è chiarissimo: semplificazione normativa e autorizzativa, spinta sulle bioenergie, sviluppo delle infrastrutture energetiche - e il documento del ministero dello Sviluppo Economico - che afferma l'utilità e l'importanza

delle rinnovabili, includendole tra i fattori alla base del mix energetico nazionale - conferiscono concretezza e ufficialità a una politica energetica mai apertamente dichiarata, ma soltanto presunta.

Infine, è necessario un maggior dialogo con il gestore della rete elettrica. Ormai la penetrazione dell'energia eolica nel sistema elettrico italiano (sebbene ancora minore rispetto ad altri Paesi) comincia a non essere più indifferente. Il vero ostacolo che può compromettere la crescita è rappresentato dalla rete, rimasta inerte in questi ultimi anni, ed ora già in evidente difficoltà. L'infrastruttura elettrica si troverà affaticata, all'inseguimento dei nuovi impianti che continueranno ad allacciarsi: non è più il tempo di ragionare in termini di soluzioni tampone.

### DALLE AZIENDE

## L'affidabilità e l'efficienza di Edi, il nuovo inverter Reverberi-Enetec

**L**a nuova gamma di Inverter EDI, un progetto completamente interno a Reverberi Enetec, garantisce basso autoconsumo di energia, alta efficienza di conversione e massima affidabilità.

Questo tipo di inverter utilizza l'algoritmo MPPT di inseguimento del punto di lavoro ottimale del campo fotovoltaico le cui prestazioni sono state a lungo studiate e testate sul campo negli impianti realizzati e monitorati da Reverberi Enetec. Questo approccio tecnologico permette di massimizzare lo sfruttamento dell'energia fornita dal modulo fotovoltaico; il modulo lavora sempre nel punto di massima potenza e viene costantemente aggiustato dal regolatore di carica in modo da seguire le diverse condizioni di irraggiamento solare e quindi la potenza fornita. Grazie all'esperienza che Reverberi Enetec ha maturato nel campo dei regolatori è stato possibile dissipare il calore ricorrendo alla ventilazione naturale che, rispetto a quella forzata, elimina possibili guasti e rende totale la silenziosità di funzionamento dell'inverter. La gamma monofase EDI, che

prevede 4 fasce di potenza (2, 3, 4,5 e 6 kW) può essere installata in configurazione trifase standard (con generatori fotovoltaici indipendenti) o, nel caso di generatore fotovoltaico con assenza di ombreggiamenti e omogeneamente esposto, di porre in parallelo tutte le stringhe e di collegare al bus comune più inverter; in questo caso il funzionamento è gestito dal sistema

MAS (Master and Slave) e consente di aumentare maggiormente l'efficienza di conversione del sistema nei periodi di scarso irraggiamento (mattina/tramonto e giornate nuvolose).

Un potente software di configurazione, disponibile nell'Area Professional del sito [www.reverberi.it](http://www.reverberi.it), consente l'ottimizzazione delle scelte di impianto in relazione alla gamma di prodotti EDI.



**13-14/04/2010****ECOPOLIS****Roma**Info: [www.ecopolis.fieraroma.it](http://www.ecopolis.fieraroma.it)**14-16/04/2010****INTERNATIONAL CONGRESS ON ENERGY EFFICIENCY /EE/ & RENEWABLE ENERGY SOURCES /RES/ FOR SE EUROPE****Sofia**Info: [www.expoblot.it](http://www.expoblot.it)**15-18/04/2010****ENERGYBLOT****II SALONE DELLE ENERGIE RINNOVABILI****Vercelli**Info: [www.expoblot.it](http://www.expoblot.it)**5-7/05/2010****SOLAREXPO 2010****Verona**Info: [www.solarexpo.it](http://www.solarexpo.it)**11-14/5/2010****POWER INDUSTRY AND ELECTRICAL ENGINEERING****San Pietroburgo – Russia**Info: [www.seint.com](http://www.seint.com)**20-23/05/2010****FESTIVAL DELL'ENERGIA 2010: L'ENERGIA SPIEGATA****Lecce**Info: [aiget@aiget.it](mailto:aiget@aiget.it)**28-30/05/2010****TERRA FUTURA****Firenze**Info: [www.terrafutura.it](http://www.terrafutura.it)**09-10/6/2010****FORUM ITALIANO SICUREZZA GAS 2010 FUTURA****Milano**Info: [www.forumitalianosicurezzaas.it](http://www.forumitalianosicurezzaas.it)**Corsi per Energy Manager FIRE-ENEA  
(durata 5 giorni)**

- **MULTISETTORIALE**  
(Civile - Pubblica Amministrazione - Sanità)

**10-14 MAGGIO - ROMA**

- **MULTISETTORIALE**  
(Pubblica Amministrazione - Professionisti)

**14-18 GIUGNO - CATANIA**Info: **Maurizio Musiani**

ENEA - Via Martiri di Monte Sole 4 - 40129 Bologna  
Tel. 051.6098479 - Fax 051.6098702  
e-mail: [maurizio.musiani@bologna.enea.it](mailto:maurizio.musiani@bologna.enea.it)

**Autorità per l'energia elettrica e il gas****19.02.2010 Delibera ARG/gas 20/10**<http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/020-10arg.htm>

Disposizioni urgenti per l'applicazione dei corrispettivi unitari di capacità di trasporto e dispacciamento del gas naturale relativi ai conferimenti nei punti di uscita della rete nazionale di gasdotti per l'anno 2010

**18.02.2010 Delibera ARG/gas 18/10**<http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/018-10arg.htm>

Modalità di verifica e riconoscimento, a titolo di acconto, degli oneri sostenuti dal fornitore grossista di ultima istanza, nonché riconoscimento ai fornitori di ultima istanza individuati per l'anno termico 2008 - 09 delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio

**15.02.2010 Delibera VIS 5/10**

<http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/005-10vis.htm> Rinnovazione dell'istruttoria formale avviata nei confronti di Acel Service S.r.l. con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 17 luglio 2009, VIS 74/09, in materia di obblighi di comunicazione dei dati della qualità dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas naturale

**09.02.2010 Delibera ARG/elt 15/10**<http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/015-10arg.htm>

Definizione delle condizioni del servizio di cui all'articolo 1 del decreto-legge 25 gennaio 2010, n. 3, recante misure urgenti per garantire la sicurezza di approvvigionamento di energia elettrica nelle isole maggiori

**03.02.2010 Delibera ARG/elt 10/10**<http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/010-10arg.htm>

Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di standardizzazione dei contenuti e delle modalità operative dei flussi informativi tra distributori e venditori di energia elettrica inerenti ai dati di misura dei punti di prelievo trattati orari e non trattati orari

**03.02.2010 Delibera ARG/elt 9/10**

Delibera ARG/elt 9/10

<http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/009-10arg.htm>

Determinazione delle modalità di adeguamento del prezzo di assegnazione di cui all'articolo 3, comma 4, del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 27 novembre 2009

**01.02.2010 Delibera GOP 7/10**<http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/007-10gop.htm>

Indirizzi alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico per la definizione dei bandi inerenti i Progetti per la diffusione della conciliazione stragiudiziale (PCS1 e PCS2) come da Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 23 dicembre 2009

**Ministero dello sviluppo economico****Decreto 26 gennaio 2010**<http://www.gazzettaufficiale.it>

Aggiornamento del decreto 11 marzo 2008 in materia di riqualificazione energetica degli edifici. (10A01747)

**Parlamento europeo e il consiglio dell'Unione europea****Regolamento (CE) n. 66/2010**<http://www.gazzettaufficiale.it>

Relativo al marchio di qualità ecologica dell'Unione europea (Ecolabel UE) (Testo rilevante ai fini del SEE)

**D** Un'associazione può svolgere il compito di energy manager ai sensi dell' art. 19 della legge n. 10 del 1991. Il dubbio sorge poiché la legge parla di dipendenti o consulenti e non di associazioni o soggetti a carattere collettivo per lo svolgimento di tali attività. Se così fosse bisognerebbe indicare all'interno dell'associazione un tecnico che svolga, di fatto, le funzioni di energy manager?

**R** Secondo quanto previsto dalla legge, l'Energy Manager deve essere nominato ad personam, e dunque la nomina deve riguardare una persona fisica, non un soggetto giuridico (associazione, ente, società).

**D** L'ENEA rilascia una qualche documentazione circa le procedure avviate per le detrazioni del 55% per la sostituzione degli infissi?

**R** L'ENEA non riceve documenti cartacei da parte di chi fa la richiesta del 55% nel caso della sostituzione dei serramenti. L'unica cosa che rilascia l'ente è un codice identificativo che è ben specificato di non perdere perché è l'unico documento per poter risalire alla documentazione che è tutta compilata via web. La documentazione da conservare è a cura del richiedente della detrazione.

**D** Un privato operante nel terziario che da una prima stima ha un consumo superiore alle 3000 tep/anno, è obbligato ai sensi di Legge a nominare la figura dell'Energy Manager?

Ci sono eventuali sanzioni nel caso non sia stato nominato?

**R** Ai sensi dell' art. 19 della Legge 10/91, tutti i soggetti consumatori di energia, pubblici o privati, persone fisiche o giuridiche, enti o associazioni (si veda articoli 1-9 della circolare MICA 219/F) sono obbligati ogni anno ad effettuare la nomina del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia, qualora i consumi energetici annui superino le seguenti soglie:

settore industriale 10.000 tep anno.  
settore civile e trasporti 1.000 tep anno.

Di conseguenza sono previste le relative sanzioni in caso di inadempienza, così come era stato stabilito ai punti 10, 11 e 12 della nota illustrativa e di chiarimento allegata alla circolare concernente l'obbligo di nomina e comunicazione del tecnico responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia dell'allora Ministero Dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del marzo 1992, n. 219/F.



## Cosa offriamo

- ✓ Un sito web ([www.fire-italia.it](http://www.fire-italia.it)) dedicato ai diversi aspetti del settore dell'energia, che permette di averne una visione completa dal punto di vista normativo e tecnico.
- ✓ Per i soci è previsto un servizio di consulenza on-line e telefonica che permette di avere il parere dei nostri esperti.
- ✓ La possibilità di richiedere consulenze, studi di fattibilità e monitoraggio normativo a richiesta.
- ✓ L'organizzazione di corsi di aggiornamento professionale, di convegni e di incontri su temi di interesse comune.
- ✓ La rivista trimestrale "Gestione Energia" e le pubblicazioni FIRE.

# STF BWE POWER PLANTS

## THINKING TO THE FUTURE



Established in 1937, **STF S.p.A.** is a company in continuous evolution focusing on new combustion technological areas by means of continuous improvements in its manufacturing process and constant development of its human resources pool to meet the most updated engineering standards.

The Company headquarters are based in Magenta, 25 Km west of Milan. STF is able to design, supply, install and commission both small and large size components of high technological level, equipment and complete units for industrial and power plants. The Company is also active in the environmental protection area with a complete line of flue gas cleaning system for power generation, chemical and petrochemical industries.

### STF S.p.A. MANUFACTURING PROGRAM:

- **UTILITY BOILERS**
- **HEAT RECOVERY STEAM GENERATORS**
- **INDUSTRIAL BOILERS:**  
**PACKAGE & SITE ERECTED**  
**STEAM GENERATORS**
- **BIOMASS FIRED BOILERS**
- **FLUE GAS DESULPHURIZATION SYSTEMS**

#### ADDRESS

**STF S.p.A.:**

Via Robecco, 20

20013 – Magenta (MI) – Italy

PHONE: +39 02.97.209.1

FAX: +39 02.97.94.977

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

Web: [www.stf.it](http://www.stf.it)



**BWE** is one of the oldest boiler suppliers in the world. The Company was acquired by STF S.p.A. in 2002 and it is located in Lyngby, Denmark (close to Copenhagen). BWE carries out state of the art boiler engineering projects and delivers, among others, high-pressure, high temperature utility boilers fuelled by oil, gas, coal and biomass, as well as auxiliary processes components and flue gas cleaning plants. BWE designs, manufactures and erects complete boiler plants for power stations, industries and public utility companies.



#### ADDRESS

**BURMEISTER & WAIN ENERGY A/S:**

Lundtoftegårdsvej 93A

DK-2800 – Kgs. Lyngby – Denmark

PHONE: +45 39 45 20 00

FAX: +45 39 45 20 05

E-mail: [info@bwe.dk](mailto:info@bwe.dk)

Web: [www.bwe.dk](http://www.bwe.dk)

# METTI IN MOTO IL TUO MONDO



COMINAP [www.cominap.it](http://www.cominap.it)

## Competenza

Socoges è da sempre impegnata nella ricerca e sviluppo di tecnologie legate alla produzione di energia ricavata da fonti rinnovabili, legate all'utilizzo di combustibili alternativi, tra cui il biogas e le biomasse liquide e solide. Rilevante l'impegno anche nel campo della cogenerazione e trigenerazione.

## Affidabilità

Socoges conosce e garantisce il cuore pulsante di ogni impianto: il motore. La vasta esperienza nel settore permette alle proprie realizzazioni di raggiungere rendimenti che arrivano fino al 90%, consentendo così importanti risparmi economici e limitate emissioni inquinanti.

## Versatilità

Socoges soddisfa le esigenze di ogni tipologia di cliente, individuando soluzioni diversificate e specifiche. Un accurato servizio di consulenza e progettazione a 360° che si traduce, unitamente al supporto commerciale e tecnico, in impianti efficienti e tecnologicamente avanzati.

# SOCOGES

DIVISIONE ENERGIA



Cielanto Group

[www.socoges.it](http://www.socoges.it)