

Gestione Energia

strumenti e buone pratiche
per l'energy management



FIRE
2/2023

fOCUS

Demand response
tra informazione e sviluppo

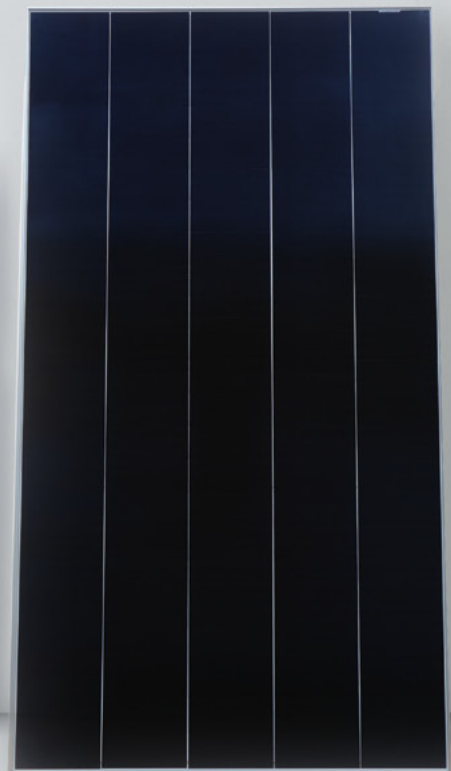
Il sistema integrato per l'indipendenza energetica delle imprese

Una combinazione di tecnologie per la produzione di acqua sanitaria, riscaldamento e climatizzazione alimentata da fotovoltaico: un pacchetto unico che riduce i consumi e favorisce la sostenibilità. Garantito solo da Viessmann.

viessmann-pmi.it



Pompa di calore monoblocco da esterno
Energycal serie Pro



Modulo fotovoltaico ad alta efficienza
Vitovolt

www.fire-italia.org

GESTIONE ENERGIA è la rivista web trimestrale di riferimento della FIRE – Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia – indirizzata ai soggetti che operano nel campo della gestione dell'energia, quali energy manager, EGE, energy auditor, ESCO e utility. Gestione Energia si rivolge anche a dirigenti e funzionari di aziende ed enti interessati all'efficienza energetica – sia lato domanda sia lato offerta – produttori di tecnologie, aziende produttrici di elettricità e calore, università e organismi di ricerca e innovazione.

In pubblicazione da oltre trent'anni, house organ di FIRE informa i lettori sulle opportunità legate all'energy management ed alla corretta gestione dell'energia, ospitando articoli che trattano di casi di successo e buone pratiche, novità tecnologiche e gestionali per l'uso efficiente dell'energia nel privato e pubblico, opportunità e vincoli legati all'evoluzione legislativa ed agli incentivi.

GESTIONE ENERGIA ha una lunga storia alle spalle: nasce negli anni novanta da un'iniziativa editoriale maturata all'interno dell'OPET (Organization of the promotion of energy technology) rete delle organizzazioni interessate alla diffusione dell'efficienza energetica nei paesi dell'Unione Europea, promossa dalla Commissione Europea.

FIRE - è un'associazione giuridicamente riconosciuta senza scopo di lucro fondata nel 1987 per promuovere l'uso efficiente dell'energia e le fonti rinnovabili nell'ottica della sostenibilità ambientale. La Federazione ha oltre 300 associati fra imprese e professionisti che coprono tutta la filiera del mercato dell'energia (produttori di tecnologie, produttori di energia, utility ed ESCO, grandi imprese ed enti, professionisti attivi nel settore dell'energia). Dal 1992 gestisce le nomine degli energy manager su incarico a titolo non oneroso del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ai sensi della legge 10/1991; è accreditata attraverso il SECEM per la certificazione degli esperti in gestione dell'energia (EGE) in accordo con la norma UNI CEI 11339.

Direttore responsabile
Giuseppe Tomassetti
tomassetti@fire-italia.org

Comitato scientifico
Luca Benedetti, Ilaria Bertini, Cesare Boffa, Livio De Santoli, Giorgio Graditi,
Mauro Mallone, Massimo Ricci

Comitato tecnico
Luca Castellazzi, Dario Di Santo, Daniele Forni, Costantino Lato, Sandro Picchiolotto,
Giuseppe Tomassetti, Andrea Tomiozzo

Coordinamento di redazione
Micaela Ancora
ancora@fire-italia.org
tel. 06 30483157

Grafica e impaginazione
Paolo Di Censi
Gruppo Italia Energia S.r.l.

Direzione FIRE
Via Anguillarese 301 00123 Roma
segreteria@fire-italia.org

Rivista trimestrale
Anno VIII N. 2/2023
Registrazione presso il Tribunale di
Roma n° 271/2014 del 04/12/2014

Pubblicità
Cettina Siracusa
tel. 347 3389298
c.siracusa@gestioneenergia.com

Manoscritti, fotografie e grafici/tabelle, 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.

Foto di copertina gentilmente concessa da Enel X

Sommario

6

Editoriale

Anche la domanda deve e può divenire più furba

di Giuseppe Tomassetti

8

Prima pagina

Il coordinamento FREE ha un nuovo presidente

Intervista ad Attilio Piattelli, Presidente FREE

10

Best practices & professione

Strategia di sostenibilità ed energy management in Maire Tecnimont

Alessio Bosi, Energy Efficiency Engineer

Marco Mellacqua, IT Project Manager

Giuseppe Sperduto, Energy Manager - Maire Tecnimont

16

Terza diagnosi energetica...come farla?

Enrico D'Aurelio, EGE SECEM

19

Publireddazionale

Fotovoltaico per aziende: con SENEK, non solo impianti di proprietà

20

Tecnologie & iniziative

Pompe di calore di grande taglia, benefici e casi applicativi

Riccardo Iseppato, Sales Engineer, Large Heat Pumps

Emanuele Pingaro, Large Heat Pumps Sales & Business Development Manager

Marco Baresi, Institutional Affairs & Marketing Director - Turboden

26

Publireddazionale

Ricerca 2023 Aziende & Energia: le soluzioni energetiche 'anti-crisi' più diffuse in Italia

f

FOCUS

Demand response tra informazione e sviluppo

28

Demand response tra informazione e sviluppo

Livio De Chicchis, Energy Policy Analyst di FIRE

32

Evoluzione della regolazione per una crescente integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico

Andrea Galliani - Andrea Rosazza

38

Reti elettriche e demande response, analisi del contesto italiano

G.B. Zorzoli, Presidente AIEE

42

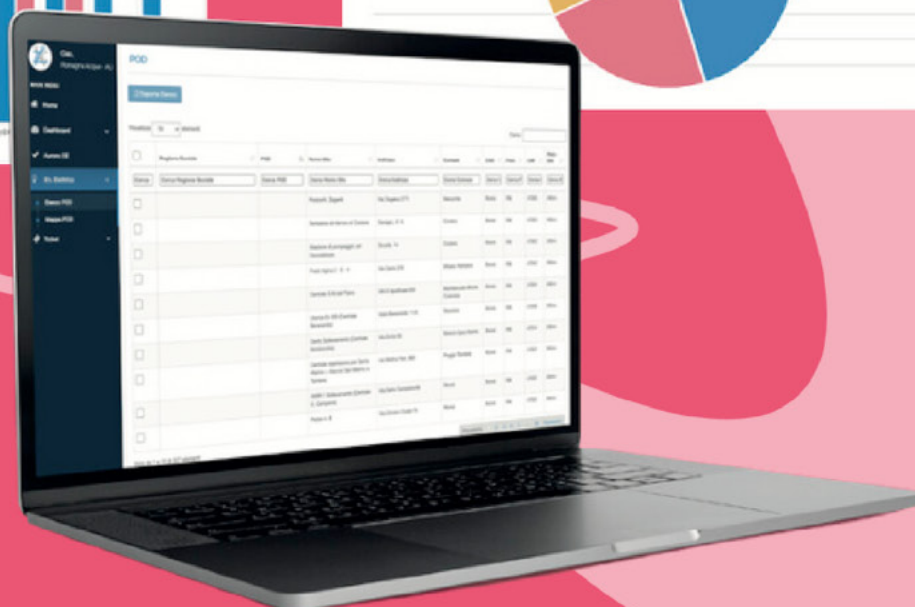
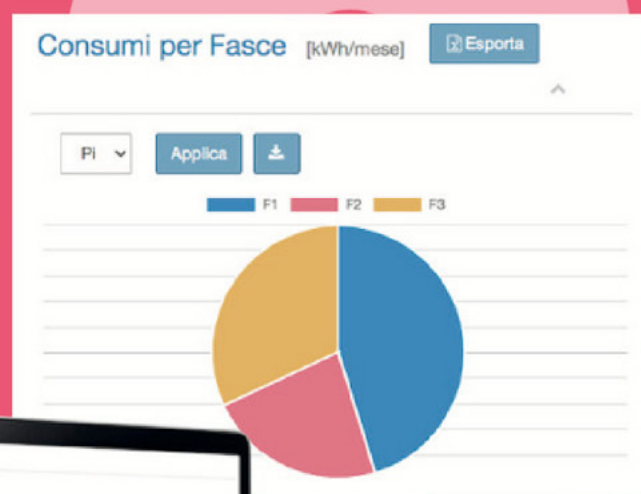
La flessibilità elettrica, un settore di sviluppo per ESCo e operatori dell'energia

Giacomo Cantarella, Responsabile Comitato Tecnico

Comunità Energetiche e Servizi di Flessibilità di AssoESCO

AURORA

Il controllo fattura che aspettavi



Scopri di più,
contattaci



info@alienergia.com

45 Demand Response: l'energia diventa una nuova opportunità di crescita per le aziende

Rossella Potere, Head of Flexibility Italy, B2B - Enel X Global Retail

48 La flessibilità delle risorse energetiche distribuite in Australia

Ilaria Barletta, Advisor per le Politiche Energetiche presso l'Australian Energy Market Commission

52 Mercato & finanza

Riciclo dei pannelli fotovoltaici in silicio cristallino

Marco Tammaro, Responsabile del Laboratorio ENEA Tecnologie per il Riuso, il Riciclo, il Recupero e la valorizzazione di Rifiuti e Materiali

57 L'Osservatorio

La sfida della decarbonizzazione

Dario Di Santo, Direttore FIRE

60 Politiche programmi e normative

Quadro riassuntivo delle ultime novità in tema di Superbonus e altri bonus edilizi

Marco Nichele e Svenja Bartels avvocati di Rödl & Partner

64 News Adnkronos/PROMETEO

Efficienza energetica, 45 Governi puntano a raddoppio entro 2030

Editoriale

di Giuseppe Tomassetti



Anche la domanda deve e può divenire più furba

Il focus di questo numero della rivista è sul tema della "demand response", ossia il cambiamento, da parte di un consumatore, nel modo di domandare elettricità alla rete, per meglio adattarsi alle condizioni dell'offerta. Il cambiamento può comportare sia investimenti, sia la modifica dei comportamenti abituali.

In questo editoriale si affronta il tema al livello del singolo consumatore residenziale la cui domanda di energia può diventare più articolata, più flessibile, meno semplice accettazione dell'offerta, potendosi così definire più furba; nella furbizia si ha l'interazione creativa fra una intelligenza vivace e la capacità di cogliere al volo le opportunità offerte dal contesto locale. Quando poi i comportamenti singoli si diffondono, possono nascere sinergie col mondo produttivo e capacità di rappresentanza politica. Si analizzeranno in modo più approfondito due diverse realtà: una sui rapporti fra le pompe di calore elettriche, i termostati ambiente e l'orientamento dei pannelli fotovoltaici (FV); l'altra sull'evoluzione delle stufe e caldaie a biomassa.

Negli edifici, con pompa di calore ed impianto fotovoltaico, la propria elettricità è disponibile in ore di bassa richiesta di calore; per utilizzare il solare in altre ore occorrerebbe installare una batteria di accumulo. Senza investimenti si può scavalcare il termostato ambiente nelle ore di sole ed accumulare il calore nell'edificio; il termostato verrà ripristinato, nella funzione per lui prevista, quando la pompa di calore domanderà elettricità alla rete. Allo stesso modo si dovrebbe operare nel periodo estivo, accumulando fresco nelle strutture edilizie. Negli edifici ove la domanda di calore è più importante che la domanda di raffrescamento, i pannelli fotovoltaici andrebbero orientati verso il sole invernale, quindi meglio verticali in facciata, ove possibile, piuttosto che appiattiti sul tetto.

Negli edifici ove la domanda di raffresca-

mento si prolunga nel pomeriggio i pannelli FV, destinati a questo consumo, andrebbero montati rivolti ad ovest.

Negli anni 80 in Italia il riscaldamento a biomasse era considerato una attività residuale di utenti marginali nelle zone montane e nelle campagne, stimati al 20% della popolazione e prevalentemente autoconsumatori di propria legna; i distributori di gas liquido con i loro bomboloni pensavano di poter coprire la parte di domanda di calore non coperta dalle reti del metano. Questo è avvenuto solo in parte perché i consumatori

hanno apprezzato e stimolato la crescita tecnologica delle imprese produttrici di stufe e caldaie a biomassa. Sono state assorbite tecnologie da altre filiere (meccanizzazione del caricamento e del tiraggio, sensori ottici ed elettrochimici, automazione dei controlli, accumuli) e sono arrivate le biomasse movimentabili (noccioli, pellet, cippato), fattori

che hanno migliorato la gestione, le efficienze e le ridotto le emissioni. Poi il design ha fatto evolvere stufe e caldaie in oggetti di arredamento. Avviene così che anche utenti allacciati alla rete del metano usino le biomasse in alternativa, a volte solo parziale, alla fonte fossile; vedere la fiamma – "frate focu, bello e jocondo e robustoso e forte" – scalda di per sé. Globalmente, fra vecchi caminetti e nuovi prodotti, un quinto delle residenze usano oggi biomasse.

Fuori del focus si segnala l'articolo sui primi due impianti con pompe di calore industriali ad alta temperatura, realizzati da impresa italiana.



Il coordinamento FREE ha un nuovo presidente

L'Associazione raggruppa realtà associative dell'efficienza energetica, delle rinnovabili e dell'ambientalismo

di Micaela Ancora

..... Intervista ad Attilio Piattelli, Presidente



prima pagina

Ing. Piattelli, intanto congratulazioni per il nuovo incarico. Che indirizzo avrà questa sua presidenza?

Il Coordinamento FREE comunicherà al meglio la transizione energetica ed ecologica, per far capire a tutti che stili di vita improntati alla sostenibilità, attenti alla salvaguardia della biodiversità e non basati su principi di infinitezza delle risorse sono un'occasione di ripensamento, in positivo, della nostra società. La transizione energetica per la decarbonizzazione, che è il principale obiettivo di FREE, per tutte le istituzioni internazionali è ormai una priorità assoluta. Però quando si scende a livello dei singoli stati, l'impegno per la decarbonizzazione spesso non è adeguato e la visione di breve periodo defocalizza l'azione politica dalle strategie di lungo termine. In questo contesto il ruolo di FREE sarà quello di dare un'unica voce alle plurime realtà associative dell'efficienza energetica, delle rinnovabili e

dell'ambientalismo per far capire a tutti, politica compresa, che la transizione energetica è urgente e improrogabile, per il clima e genera occupazione diffusa, riduce l'inquinamento atmosferico, stabilizza i prezzi dell'energia, realizza autonomia e democrazia energetiche e produce benefici economici.

Il Coordinamento FREE ha da poco pubblicato un documento unitario sul PNIEC. Perché? Quali sono i punti principali?

Il documento è una risposta unitaria delle associazioni alla mancanza di condivisione da parte del governo e del MASE nelle strategie guida del nuovo PNIEC. Ci saremmo aspettati un coinvolgimento delle principali associazioni e tra queste FREE. Spiace che non ci sia la possibilità di un confronto sano tra istituzioni e portatori di interesse che deve essere la prassi, per mettere sul tavolo tutte le possibili opzioni, ampliando i punti di vista ed evi-

tando errori difficili da correggere. Uno dei punti essenziali del documento è la corretta integrazione delle politiche di sviluppo dell'efficienza energetica e delle FER con le strategie nazionali per fare dell'Italia l'hub del gas. Nessuno nega l'importanza strategica del ricorso al gas ancora per un certo numero di anni, ma raccomandiamo che i nuovi investimenti a supporto del gas naturale non siano tali da impedire il raggiungimento degli obiettivi climatici e si dimostrino necessari rispetto alla futura domanda di gas e alla penetrazione delle FER.

Quali sono le azioni in programma per il futuro? Su cosa state lavorando?

Saremo concentrati sull'analisi e l'elaborazione di proposte di aggiustamento della bozza del PNIEC e sulla ricerca di soluzioni alternative al blocco del Superbonus e della cessione del credito che ha forti ripercussioni sul settore domestico e stiamo ragionando su una serie di misure alternative, per evitare che il settore subisca una brusca frenata con ripercussioni sulle PMI e anche sulla capacità di raggiungere gli obiettivi di efficientamento e decarbonizzazione per gli immobili. Siamo convinti che de-

trazioni fiscali, interventi per facilitare finanziamenti agevolati, anche con fondi di garanzia, e una revisione del conto termico rappresentino il giusto mix di soluzioni in grado di rilanciare il settore.

Abbiamo dedicato il focus di questo numero della rivista FIRE al demande response. Ha qualche commento sul tema?

È necessario estendere il demande-response anche ai piccoli e medi consumatori e produttori. In sostanza, il nuovo TIDE, atteso a breve, non prende in considerazione la possibilità di estendere il demande-response anche i piccoli clienti. È questa un'innovazione che andrebbe pretesa perché alle opportunità di flessibilità che possono dare anche i piccoli operatori/consumatori, molti dei quali hanno installato sistemi di accumulo, si abbinerebbero possibilità di risparmio per famiglie e PMI. Ciò si potrebbe fare introducendo i prezzi dinamici, su base oraria, e gestendo il demande-response per questi soggetti non con i classici meccanismi di monitoraggio richiesti dal TSO, ma tramite appositi strumenti che agiscano su base statistica e non puntuale.



Strategia di sostenibilità ed energy management in Maire Tecnimont

Alessio Bosi, Energy Efficiency Engineer - Marco Mellacqua, IT Project Manager - Giuseppe Sperduto, Energy Manager - Maire Tecnimont

Il cambiamento climatico e la crescita della popolazione globale impongono nuove sfide alla società e al pianeta. Il ruolo dell'industria in questo contesto è quello di guidare la transizione verso un futuro equo, affidandosi alle tecnologie più efficienti e ad un concetto di energy management in linea con la sostenibilità e la decarbonizzazione

La strategia di sostenibilità di Maire, che si è sviluppata nel corso degli ultimi anni su cinque direttrici - Ambiente, Persone, Innovazione, Comunità e Governance - ha visto nel 2022 importanti passi avanti nella direzione dei principali obiettivi definiti sul percorso ESG (Environmental, Social, Governance). Il Gruppo ha, infatti, voluto adottare un approccio lungimirante nella definizione delle proprie strategie e si è sforzato di intercettare le dinamiche e le necessità dettate dal processo di decarbonizzazione e dagli obiettivi di sviluppo sostenibile. Ciò sta consentendo progressivamente da un lato di migliorare il proprio footprint carbonico, dall'altro di portare un contributo alla filiera, ponendosi come abilitatore nei confronti dei clienti - attraverso lo sviluppo di soluzioni tecnologiche low e zero carbon o circolari per la produzione di intermedi e prodotti chimici - e come stimolatore nei confronti dei fornitori - attraverso una spinta alla loro classificazione ESG e un allineamento sugli obiettivi di carbon neutrality.





Si ritiene che l'investimento necessario a questo scopo, sia in termini di risorse umane che economico, seppur oneroso, rafforzi il Gruppo in termini di competitività e di reputazione. La strategia di sostenibilità riveste un'importanza fondamentale nel sistema valoriale del Gruppo, soprattutto in termini etici, e ciò consente lo sviluppo di una vision comune che è e deve essere sempre di più l'impronta della attività di Maire, in ogni segmento del business e in ogni territorio.

Una task Force per raggiungere gli obiettivi di carbon neutrality

In questo contesto, il Gruppo si impegna nel miglioramento delle proprie performance emissive attraverso l'attività dedicata di una Task Force orientata al raggiungimento degli obiettivi di carbon neutrality e rendiconta l'eleggibilità,

e l'allineamento delle proprie attività, in relazione alla Tassonomia Europea anche attraverso lo sviluppo di studi di Life Cycle Assessment. Nella definizione di obiettivi di riduzione delle emissioni, Maire si muove con una vision a medio e lungo termine; per la prima volta quest'anno ha definito un piano di decarbonizzazione al 2030, implementato con un approccio olistico che ha coinvolto diverse funzioni aziendali con competenze e conoscenze trasversali. La strategia di decarbonizzazione è integrata con quanto previsto dal nuovo piano industriale 2023-2032 del Gruppo che fa proprio il percorso di transizione energetica, coinvolgendo in questo iter la sua intera catena del valore.

Tra gli interventi strutturali previsti è possibile trovare la riduzione dei consumi energetici, il passaggio a fonti di energia rinnovabile e l'inserimento di biocarburanti, che produrranno una

riduzione progressiva delle emissioni annuali, inserendo infine un mix di soluzioni di compensazione per la parte residuale delle emissioni 'hard to abate'.

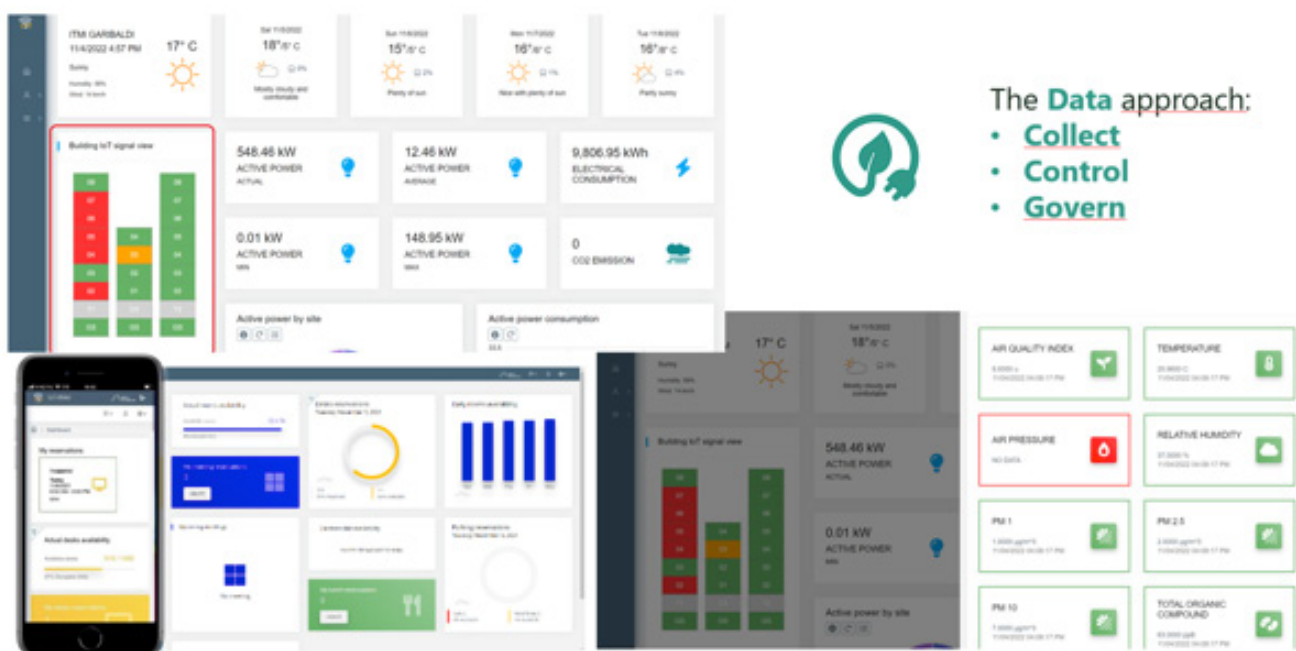
L'energy management come leva della sostenibilità

Il piano di Maire fa leva su due pilastri quali l'efficientamento energetico e l'acquisto di energia verde. La componente di efficientamento energetico si scompone a sua volta in un contributo gestionale ed uno tecnologico.

Inoltre, data la complessità della sfida di raggiungere la carbon neutrality, Maire ha deciso di coniugare l'energia e il digitale, dotandosi di strumenti informatici a sostegno della quotidianità lavorativa sia in termini interpretativi dell'as is sia nell'introduzione di modelli predittivi. In questo contesto ci si è resi conto che la sostenibilità non può fare a meno della trasformazione digitale. Da un punto di vista sistemico, infatti, va utilizzata come strumento a supporto delle scelte ambientali, economiche e sociali

da affrontare ogni giorno. In questo senso, è stata sviluppata la piattaforma digitale IoT4Met che permette di raccogliere dati sia dal building che dal personale che quotidianamente vi accede. Integrando diversi domini, quali il booking delle postazioni e dei servizi, la raccolta dei dati energetici e ambientali in tempo reale e le condizioni di benessere e di salubrità degli spazi, IoT4Met è il punto di riferimento per lo studio e la verifica delle soluzioni di efficienza energetica. La correlazione di tutti questi dati permette infatti un'analisi approfondita dei consumi energetici, dei processi aziendali e l'implementazione di azioni volte all'efficientamento energetico e alla conseguente riduzione delle emissioni.

Risulta evidente come il supporto del digitale sia cruciale per il successo del piano di efficientamento. Per questo motivo si è sviluppata una piattaforma di energy management system in grado di raccogliere, correlare, elaborare e presentare i dati raccolti dai dispositivi e dagli impianti. Ciò permette un monitoraggio continuo volto ad un'ottimizzazione costante dei consumi con conseguente riduzione delle emissioni.



Hi-MO **6** Explorer

Classico, ma con modifiche rivoluzionarie

L'esclusiva struttura delle celle HPBC ad alta efficienza definisce un nuovo standard per la tecnologia FV



Celle ad alta efficienza



Aspetto estetico



Prestazioni eccezionali



Affidabilità leader nel mercato

Anche l'approvvigionamento di energia verde è parte integrante della strategia. Infatti, Maire si avvale per l'energy portfolio management di modelli predittivi dei futures di mercato: tali modelli sfruttano algoritmi di machine learning di ultima generazione al fine di supportare l'acquisto della materia prima e delle garanzie di origine da fonti rinnovabili. Per quanto concerne il 2023, si sono stabilite le basi del nuovo contratto di fornitura di energia che prevede l'acquisto di energia da fonti rinnovabili certificate coperte da garanzie di origine. Queste ultime attestano l'origine rinnovabile dell'energia elettrica e servono a promuovere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio.

Infine, proprio per fronteggiare l'insicurezza legata alla volatilità dei mercati energetici, l'azienda ha modellato una piattaforma digitale che consentirà nel prossimo futuro l'incontro tra domanda e offerta di Power Purchase Agreement a supporto della transizione energetica della sua supply chain e dei suoi clienti. Maire si porrà come intermediario e facilitatore sul mercato dell'energia verde adottando un approccio basato sui dati e combinandolo, ove serva, con algoritmi di intelligenza artificiale che elaborano le informazioni di contesto per generare il best match di domanda e offerta.

L'introduzione di strumenti digitali a supporto del percorso di efficientamento energetico ha facilitato la raccolta di diversi parametri dal campo, non solo di carattere energetico, permettendo di avere sempre il controllo sugli Energy Performance Indicator (EnPI) e i fattori di intensità energetica. Questi ultimi sono calcolati utilizzando ad esempio le ore lavorate, considerate rappresentative dell'attività complessiva del Gruppo.

Interventi realizzati

La carbon neutrality al 2030 per le emissioni di Scope 1 e 2 è un target ambizioso e sfidante per una organizzazione come quella del Gruppo Maire. Per raggiungere l'obiettivo prefissato si è ritenuto strategico partire, in ambito uffici, dal HQ di Milano. Quest'ultimo infatti, ad oggi, contribuisce a circa il 50% delle emissioni scope 1 e 2 legate alle sedi del gruppo. In quest'ottica si è definito un piano a medio termine che si prefissa di abbattere le emissioni del HQ del 50% già al 2025. Tutte le azioni dettagliate in questo piano triennale sono quindi volte alla definizione di un modello virtuoso esportabile in seguito su tutti gli uffici del gruppo. A valle di una prima analisi approfondita dei consumi energetici e dei processi aziendali, sono state identificate le cosiddette "bad habits energetiche" che hanno portato alla definizione di politiche e procedure di risparmio energetico. A titolo di esempio, è stata definita un'operazione di fine tuning dell'accensione/spegnimento dell'impianto di illuminazione e di climatizzazione, che ha già portato i primi benefici sulla seconda metà del 2022. In particolare, si sono individuati risparmi energetici per circa l'8% dei consumi totali, corrispondenti ad un saving di 325 tCO₂.

Dal punto di vista tecnologico, invece, è stato effettuato uno scouting di mercato delle Best Available Technologies (BAT) che ha portato alla definizione di un piano di investimento a supporto del primo obiettivo definito al 2025. A titolo d'esempio sono state individuate soluzioni quali smart lighting, sistemi di building automation dotati di tecnologia "weather-predictive", sistemi di power quality, sensoristica IoT.

Ci si aspetta che la prima tranche di operazioni sopra descritte riesca a portare ad

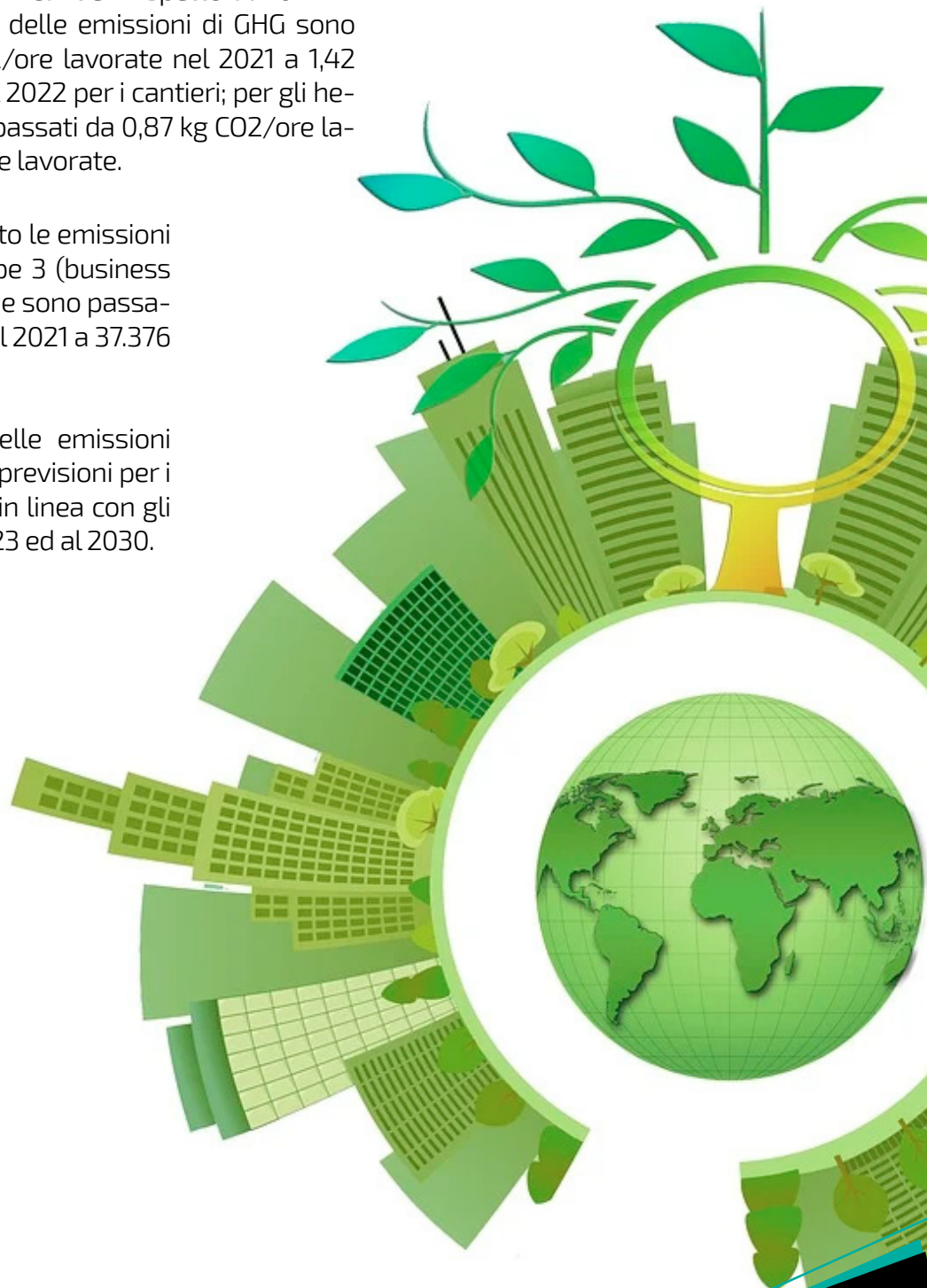
un abbattimento incrementale di circa 2200 tCO₂ entro il 2025 a cui seguiranno cicliche iniziative di continuous improvement orientate alla carbon neutrality.

In generale nel 2022, l'indicatore di Intensità energetica si è ridotto rispetto al 2021 per tutte le sedi ed i cantieri del Gruppo. Per le sedi, il dato risente dell'applicazione dello smart working e delle attività di efficientamento energetico attuate in particolare presso l'Headquarter Milanese del Gruppo, ed è passato da 7.030 kJ nel 2021 a 6.634 kJ nel 2022.

Maire ha inoltre ridotto l'intensità delle emissioni di gas serra per le sedi ed i cantieri rispetto al 2021. In particolare, le intensità delle emissioni di GHG sono passate da 1,56 kg CO₂/ore lavorate nel 2021 a 1,42 kg CO₂/ore lavorate nel 2022 per i cantieri; per gli headquarters invece, si è passati da 0,87 kg CO₂/ore lavorate a 0,82 kg CO₂/ore lavorate.

Infine, l'azienda ha ridotto le emissioni Scope 1, Scope 2 e Scope 3 (business travel & commuting), che sono passate da 44.467 tCO₂ eq. nel 2021 a 37.376 tCO₂ eq. nel 2022.

Il trend di riduzione delle emissioni complessive, nonché le previsioni per i prossimi anni risultano in linea con gli obiettivi prefissati al 2023 ed al 2030.



Terza diagnosi energetica... come farla?

..... Enrico D'Aurelio, EGE SECEM

Per chi opera come il sottoscritto nel settore dell'energy management, sono Esperto Gestione Energia (EGE) certificato secondo la UNI CEI 11339, l'anno corrente è sicuramente influenzato dal ritorno della scadenza di dicembre delle diagnosi energetiche per le aziende obbligate (Grandi Imprese ed imprese "energivore") dal Dlgs 102/14 (successivamente aggiornato con il Dlgs 73/20). I soggetti certificati, siano essi persone fisiche (E.G.E UNI CEI 11339) o giuridiche (aziende ESCO UNI CEI 11352), saranno impegnati a redigere per la terza volta (l'obbligo vige da luglio 2014 e la prima scadenza è stata il 5 dicembre 2015) il rapporto di diagnosi energetica, che per ottemperare l'obbligo di legge deve essere conforme alle norme UNI CEI EN 16247.

A distanza di otto anni dalla prima scadenza si può cercare di caratterizzare e classificare gli audit energetici in base alla loro data di emissione:

- **2015 (1° diagnosi energetica):** sono state le prime diagnosi energetiche ed hanno rappresentato il punto zero, una sorta di base di partenza; sono state redatte anche da professionisti non certificati (questo requisito è diventato obbligatorio dopo due anni dall'entrata in vigore del Dlgs 102/14), quindi anche per una scarsa disponibilità di dati (raccolta dei consumi energetici non programmata), in molti casi il risultato è stato quello di ottenere un'analisi non di dettaglio utile solo per delle valutazioni di massima.

- **2019 (2° diagnosi energetica):** le seconde diagnosi energetiche sono state caratterizzate dall'utilizzo in esse dei dati dei fabbisogni energetici non più frutto di sole stime, ma misurati e provenienti dalla strategia di monitoraggio implementata secondo i dettami e le percentuali delle Linee Guida ENEA. Il grado di precisione ed accuratezza è aumentato, la granulometria e la maggior frequenza dei dati ha

consentito una ricostruzione di modelli energetici più precisi e quindi più corrispondenti al reale comportamento del sistema energetico oggetto di analisi. Tutte le diagnosi sono state effettuate da soggetti certificati (EGE UNI CEI 11339 ed ESCO UNI CEI 11352), una garanzia di qualità per le attività svolte (ad esempio si ricorda che il mantenimento annuale della certificazione UNI CEI 11339 richiede sempre un aggiornamento formativo, oltre che le evidenze lavorative che dimostrino che si opera con continuità nel settore della gestione dell'energia).

Le diagnosi energetiche 2023

Ed ora come sviluppare le prossime imminenti diagnosi energetiche con scadenza 2023? Si corre il rischio di effettuare un'analisi ripetitiva e che non dia nessun nuovo valore aggiunto alle aziende che devono effettuare tale attività? Ciò che interessa al top management delle aziende obbligate che commissionano gli audit energetici è soprattutto il piano di investimenti con l'elenco delle opportunità di miglioramento, come inserirne di nuove, dopo aver già analizzato per la terza volta lo stesso sistema energetico?

Dal mio punto di vista, quindi quello di un "addetto ai lavori" EGE che effettua gli audit energetici, posso segnalare una probabile criticità e difficoltà nell'ottenere ciò che ci si aspetta, per le casistiche che provo a riassumere:

1. Alcuni soggetti obbligati non hanno ancora recepito che l'attività di analisi energetica, per poter far ottenere gli obiettivi di riduzione dei consumi e delle emissioni di gas climalteranti e quindi per poter essere effettiva-

mente redditizia, deve essere continuativa e non "spot" (una volta ogni quattro anni); quindi a volte l'EGE o la ESCO si ritrovano ad analizzare di nuovo il sistema energetico ripartendo da dove lo si era lasciato quattro anni prima (es. i dati di monitoraggio dal 2019 al 2021 non sono stati gestiti e storicizzati).

2. Nelle prime diagnosi energetiche, soprattutto quelle svolte nel settore industriale, gli interventi migliorativi per la riduzione dei consumi sono stati proposti soprattutto sui servizi aziendali, sia essi, secondo la classificazione ENEA delle aree funzionali, ausiliari (es. aria compressa, unità trattamento aria, ecc.) che generali (illuminazione, condizionamento, ecc.), le attività principali (i processi) sono state escluse per mancanza di dati, ma soprattutto perché considerate core-business dall'azienda e di non semplice modifica. Adesso per ottenere dei cospicui miglioramenti in termini di riduzioni dei consumi è necessario aumentare il grado di accuratezza (misurare con maggior frequenza anche i fattori di aggiustamento nel settore civile, entrare nel dettaglio dei processi per il settore industriale). Ciò significa programmare dei piani di misura che prevedano il reperimento di altre grandezze oltre a quelle magari già misurate dagli energy meters installati per la 2° diagnosi energetica.

Le risposte ai dubbi sorti e delle soluzioni alle criticità sopra sollevate possono venire dalle nuove norme UNI CEI EN 16247-Diagnosi Energetiche, pubblicate lo scorso novembre 2022, le quali sostituiscono le precedenti versioni in-



troducendo delle novità su come effettuare gli audit energetici. C'è un allineamento a concetti e definizioni presenti già in alcune norme delle serie 50000. Adesso non si parla più di un generico miglioramento dell'efficienza energetica, ma di interventi di miglioramento della prestazione energetica (E.P.I.A.), quindi la performance del sistema energetico è da stabilire (baseline) e migliorare già in diagnosi; bisogna quindi normalizzare i consumi con gli opportuni fattori di aggiustamento ed esplicitare i fattori statici che possono influenzare la prestazione energetica. Inoltre, viene esplicitata la necessità di sviluppare dei Piani di Misura e Campionamento per la raccolta dati (recepimento dei concetti M&V contenuti nel protocollo I.P.M.V.P.). Vanno definiti gli Usi Significativi Energetici (U.S.E.) e quindi si deve concentrare l'analisi maggiormente su quei settori energeticamente più incidenti. Infine, l'aspetto ambientale ha più rilievo, nelle nuove norme è richiesto di esprimere i prelievi energetici in termini di emissioni ed inoltre i possibili risparmi contenuti nel piano di investimenti vanno espressi anche in termini di mancate emissioni di CO₂.



Conclusione

In definitiva la diagnosi energetica adesso è da strutturare con un maggior livello di accuratezza rispetto a quanto richiesto in passato e già con la stessa logica e lo stesso linguaggio della UNI CEI EN ISO 50001.

In conclusione, un buon EGE dichiara spesso che la diagnosi energetica è il primo passo per efficientare un sistema energetico (semplice o complesso, qualunque esso sia), il ripetere questa attività periodicamente non è una inutile replica, ma consente di mantenere il controllo sul sistema energetico verificando lo stato di avanzamento del percorso di efficientamento intrapreso con la prima diagnosi energetica ed eventualmente implementando delle azioni correttive e di miglioramento che consentano di ottenere gli obiettivi ed i traguardi che ci si è prefissati di raggiungere a valle dell'analisi di benchmarking contenuta nel rapporto di audit energetico.

Fotovoltaico per aziende: con SENEK, non solo impianti di proprietà

L'azienda offre alle imprese anche soluzioni innovative come le Comunità Energetiche e i Corporate PPA

Il caro bollette non sta risparmiando nessuno: famiglie, aziende e negozi, tutti sono sempre più colpiti dai rincari generati dalla crisi energetica in atto. Alla questione energetica si affianca anche quella dei cambiamenti climatici, che stanno reclamando a gran voce una maggiore attenzione da parte di governi, cittadini ed aziende. In questo quadro, è evidente come il passaggio alle energie rinnovabili sia sempre più imprescindibile, perché garantisce una maggiore indipendenza dalle fluttuazioni dei prezzi nonché una maggiore sostenibilità nell'approvvigionamento energetico.

Nel contesto aziendale, il fotovoltaico appare una delle opzioni più efficaci e più facilmente percorribili per ridurre i costi energetici e l'impatto ambientale. Ma quali alternative sono a disposizione delle aziende oltre al classico impianto fotovoltaico di proprietà? **SENEK**, azienda internazionale leader nella produzione di sistemi di accumulo energetico e nella fornitura di soluzioni a 360° per l'autosufficienza energetica, è in grado di proporre alle imprese, oltre al tradizionale impianto fotovoltaico chiavi in mano, modelli diversi contro il caro-bolletta, che includono i **Corporate Power Purchase Agreement (PPA)** e le **Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)**. In questo ambito, SENEK ha sviluppato un progetto specifico, denominato "Efficienza Facile", che ha integrato tutte le numerose competenze, di natura tecnica, legale, finanziaria e ammi-



nistrativa, necessarie a valutare e realizzare la soluzione energetica più adatta in base alla conformazione e alle esigenze dell'azienda.

"Con Efficienza Facile - racconta **Vito Zongoli, Managing Director di SENEK Italia** - ancora una volta mettiamo al centro della nostra attività i servizi innovativi che vogliamo offrire al mercato. CER e corporate PPA sono soluzioni nuove per le aziende e richiedono molteplici competenze e anche in questo ambito abbiamo lavorato alacremente per confermare la nostra credibilità come azienda pioniera e trainante. Quello che intendiamo trasmettere con questo progetto, oltre all'impegno di offrire soluzioni sempre innovative per l'indipendenza energetica, è la nostra volontà di semplificare quanto più possibile la scelta e la realizzazione di impianti fotovoltaici. Siamo convinti che il primo passo per un impiego massivo delle fonti di energia green sia proprio mettere a disposizione di tutti queste alternative, rendendole comprensibili e facilmente accessibili".

Pompe di calore di grande taglia, benefici e casi applicativi

Riccardo Iseppato, Sales Engineer, Large Heat Pumps
Emanuele Pingaro, Large Heat Pumps Sales & Business Development Manager
Marco Baresi, Institutional Affairs & Marketing Director
Turboden

Le pompe di calore di grande taglia (LHP) sono impianti che consentono di trasferire enormi quantità di calore da una fonte più fredda, come calore a temperatura ambiente o calore di scarto da processi industriali, a un'utenza che richiede calore a temperatura più elevata, come una rete di teleriscaldamento o un processo industriale.



Considerando l'obiettivo di "net zero" al 2050 e dato l'attuale sviluppo tecnologico nel settore della decarbonizzazione, è necessario implementare soluzioni di riduzione dell'emissione di CO₂ che possano essere implementate nel breve e medio termine per raggiungere i risultati intermedi, in attesa dello sviluppo delle tecnologie future (idrogeno verde, CCUS, ecc.) che consentiranno di raggiungere gli obiettivi a più lungo termine. In questo senso, la pompa di calore è sicuramente una tecnologia pronta all'uso che può aiutare per la decarbonizzazione della domanda di calore.

Turboden, società del gruppo Mitsubishi Heavy Industries, è un'azienda italiana attiva nella progettazione, produzione e manutenzione di sistemi a ciclo Rankine organico (ORC) in grado di generare energia elettrica e termica sfruttando molteplici fonti.

L'azienda è stata fondata nel 1980 a Milano da Mario Gaia, professore di Termodinamica al Politecnico di Milano e oggi presidente onorario di Turboden. Nel 2013 l'azienda è entrata a far parte del gruppo Mitsubishi Heavy Industries che sostiene fortemente Turboden nello sviluppo di soluzioni innovative e di nuovi mercati, ampliando le dimensioni dell'ORC e introducendo due nuovi prodotti nel suo portafoglio: pompe di calore di grande taglia ed espansori di gas.

L'esperienza Turboden applicata alle pompe di calore di grandi dimensioni

Nel corso di oltre 40 anni, Turboden ha sviluppato una forte esperienza nella

produzione di macchine rotanti per soluzioni di efficienza energetica e ha acquisito un know-how consolidato in diversi aspetti tecnologici, quali:

- **TRASFERIMENTO DI CALORE:** esperienza nella progettazione di apparecchiature in grado di lavorare con diversi flussi di calore (acqua calda, vapore, olio diatermico, risorse geotermiche, miscele chimiche, ecc).
- **ALTA TEMPERATURA:** oltre 40 anni di esperienza nel prodotto ORC capace di raggiungere temperature operative fino a 400°C.
- **DESIGN INNOVATIVO:** design personalizzato sulla base delle specifiche esigenze del progetto. Le unità sono pensate per progetti brownfield in grado di integrare la tecnologia in processi, impianti e siti esistenti.
- **TURBOMACCHINE:** design di oltre 60 turbine diverse. Inoltre, l'azienda gode di un forte sostegno da parte di MHI per lo sviluppo di nuove soluzioni, come turbine e compressori di più grandi dimensioni.
- **FLUIDI DI LAVORO:** esperienza con oltre dieci diversi fluidi di lavoro come refrigeranti (HFO¹) e idrocarburi caratterizzati da basso GWP², basso ODP³ e non nocivi.

Pompe di calore di grande taglia Turboden: caratteristiche principali

La pompa di calore rappresenta una tecnologia ben nota. Sul mercato sono disponibili numerosi fornitori che propongono soluzioni tradizionali derivanti dai sistemi di refrigerazione, limitati a una temperatura massima raggiungibile di 90-95°C.

¹ HFO: Idro-Fluoro-Oleofine

² GWP: Global Warming Potential

³ ODP: Ozone Depletion Potential

Grazie al know-how consolidato, Turboden ha introdotto nuove pompe di calore di grande taglia ad alte prestazioni in grado di raggiungere temperature elevate fino a 200°C, in una gamma di dimensioni che varia da 3 a 30+ MWth di produzione di calore per singola unità. Questo rappresenta un vero e proprio cambiamento per il mercato, consentendo agli utilizzatori di calore di estendere il potenziale di decarbonizzazione efficiente attraverso l'elettrificazione.

Le principali caratteristiche della pompa di calore di grande taglia di Turboden possono essere riassunte come segue:

- **ALTA EFFICIENZA:** il sistema si basa sulla tecnologia dei turbo-compressori ad azionamento elettrico, che consentono di gestire elevati incrementi di temperatura mantenendo un'alta efficienza.
- **GRANDE SCALA:** potenza termica da 3 a 30+ MWth per singola unità componendo anche configurazioni in cascata e in parallelo.
- **ELEVATO INCREMENTO DI TEMPERATURA:** capacità di gestire utenze e sorgenti di calore con una differenza di temperatura fino a oltre 100°C.
- **ALTA TEMPERATURA:** il sistema può fornire calore ad una temperatura fino a 200°C sulla base delle caratteristiche delle sorgenti di calore disponibili.
- **RISPETTO DELL'AMBIENTE:** esperienza e possibilità di progettare il ciclo termodinamico con oltre 10 diversi fluidi di lavoro a basso GWP e basso ODP (Figura 1).

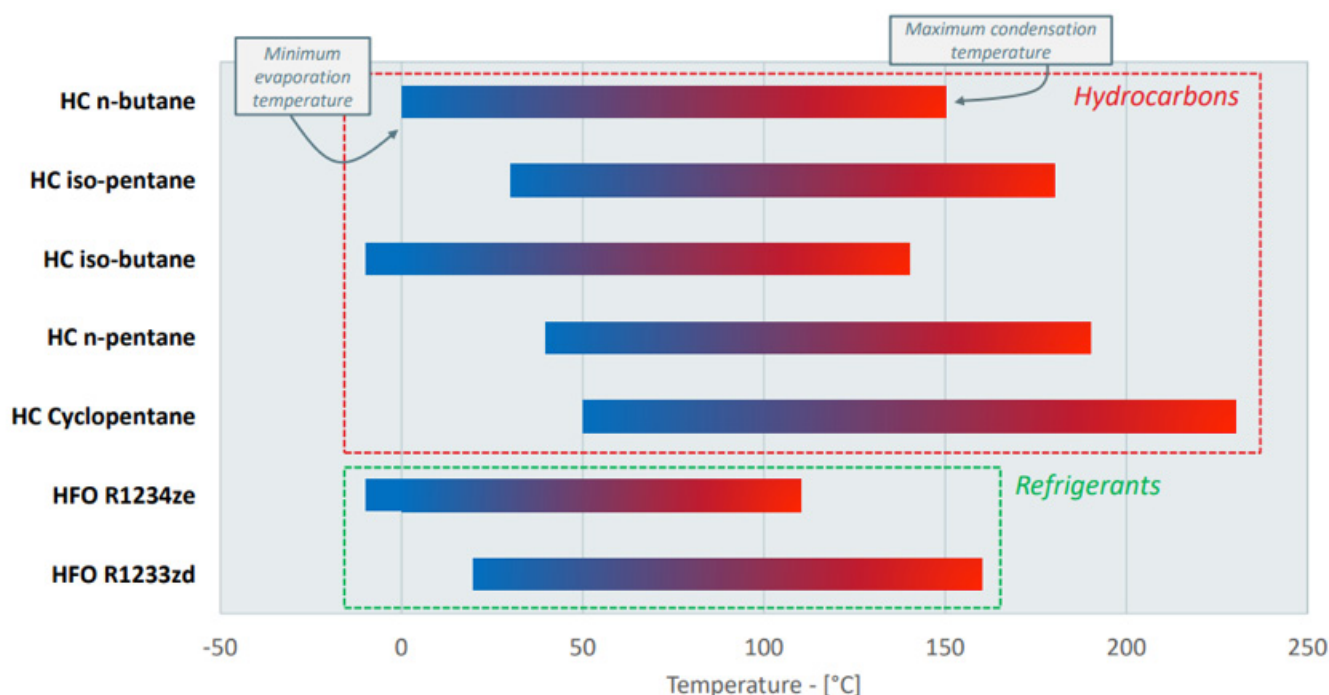


Figura 1: Fluidi organici più adatti all'applicazione in pompa di calore: range operativo.

Caso di riferimento: Acciaieria Ori Martin

O.R.I. Martin S.p.A. è una moderna acciaieria basata sul forno elettrico ad arco per la produzione di acciai speciali.

La pompa di calore installata presso Ori Martin, grazie al progetto europeo LIFE HEATLEAP, si integra perfettamente all'interno dei processi produttivi dell'acciaieria seguendo in maniera efficiente le condizioni operative variabili tipiche del settore siderurgico.

Come si può vedere nella Figura 2, nella configurazione ottimale, la pompa di calore utilizza il calore proveniente dal circuito di raffreddamento del forno, altrimenti dissipato in torri di raffreddamento, disponibile a 75°C, per riscaldare il ritorno del teleriscaldamento da 65°C a 95°C mentre un altro sistema di recupero innalza la temperatura dell'acqua da 95°C a 120°C come richiesto dalla rete di teleriscaldamento.

In questo caso, la potenza termica a disposizione è di circa 5 MW_{th}, mentre il consumo elettrico della pompa di calore è di circa 0.8 MW_{el}. La potenza termica in uscita nominale è di quasi 6 MW_{th}.

La produzione di acciaio nel forno elettrico è un processo discontinuo. Infatti, durante l'estrazione dell'acciaio fuso dal forno, il sistema di recupero del calore non è funzionante a causa dell'assenza di fumi caldi, mentre il circuito di raffreddamento del forno rimane in funzione per mantenerne una temperatura costante all'interno per il successivo lotto di fusione. In questo lasso di tempo, l'LHP è in grado di generare direttamente acqua pressurizzata alla temperatura di 120°C alimentando da sé la rete di teleriscaldamento, come rappresentato in Figura 3.

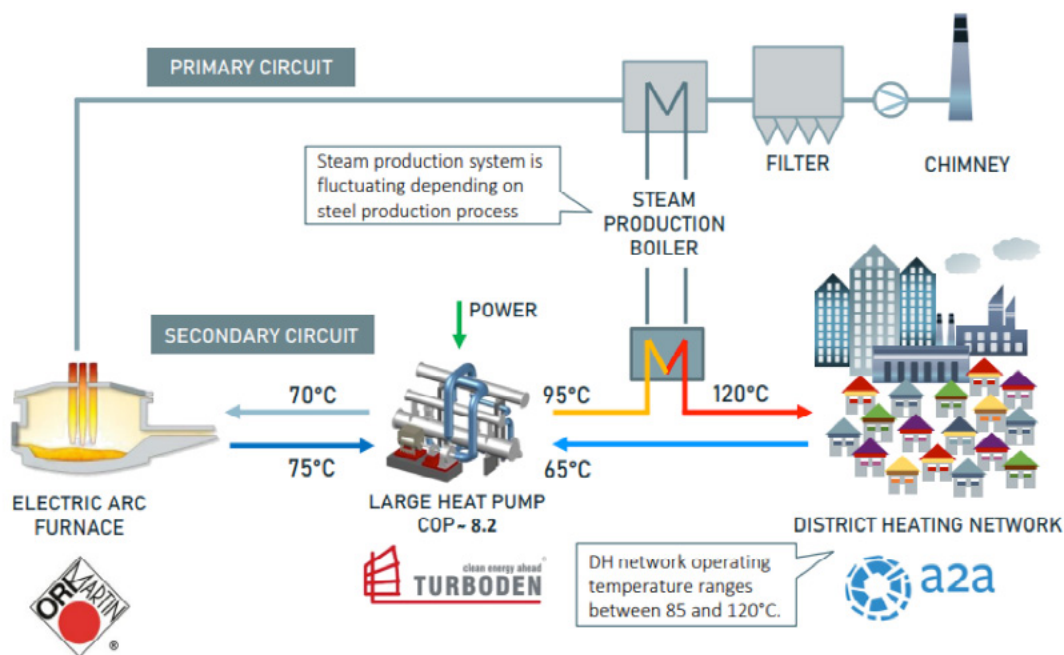
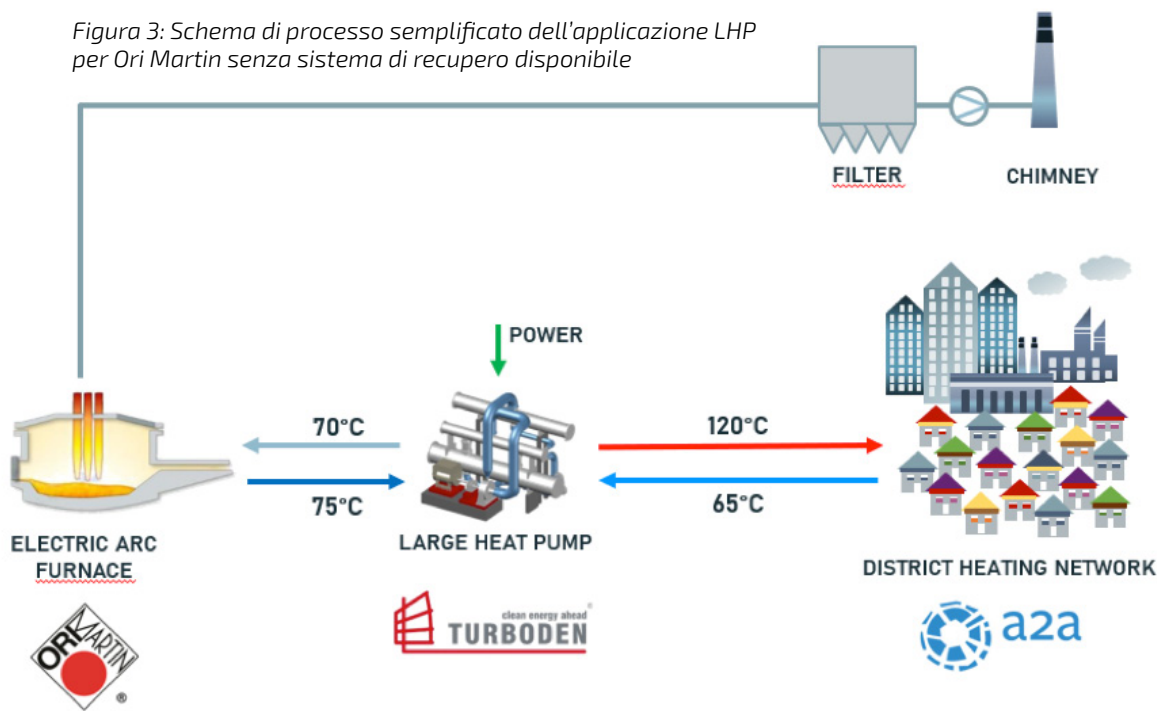


Figura 2: Schema di processo semplificato dell'applicazione LHP per Ori Martin con sistema di recupero disponibile

⁴ [HEATLEAP Project | Valorising waste heat for enhanced energy efficiency \(heat-leap-project.eu\)](https://heat-leap-project.eu)

Figura 3: Schema di processo semplificato dell'applicazione LHP per Ori Martin senza sistema di recupero disponibile



Caso di riferimento: cartiera nel nord Europa

Un altro caso in cui la pompa di calore Turboden è ben integrata nel processo produttivo è quello di una cartiera nel Nord Europa. Qui le fonti di calore sfruttate sono l'aria esausta e le acque reflue della cartiera. Queste vengono intercettate da un circuito intermedio ad acqua che, di fatto, diventa la fonte di calore a disposizione della pompa di calore alla temperatura di 17°C. La pompa di calore, che utilizza l'idrocarburo Isobutano come fluido di lavoro, riceve il condensato proveniente dalla cartiera a 104°C e ha il compito di innalzarne la temperatura fino a 170°C con produzione di vapore surriscaldato. Tuttavia, dato l'elevato incremento di temperatura richiesto, è stato necessario impiegare, a valle della pompa di calore, un compressore meccanico di vapore (MVR) il cui compito è di portare il vapore generato dalla LHP alla temperatura e pressione desiderate (Figura 4). In questo caso, la potenza termica a disposizione è di circa 6 MW_{th}, mentre il consumo elettrico del sistema è di circa 6 MW_{el}. La potenza termica in uscita nominale è di 12 MW_{th}.

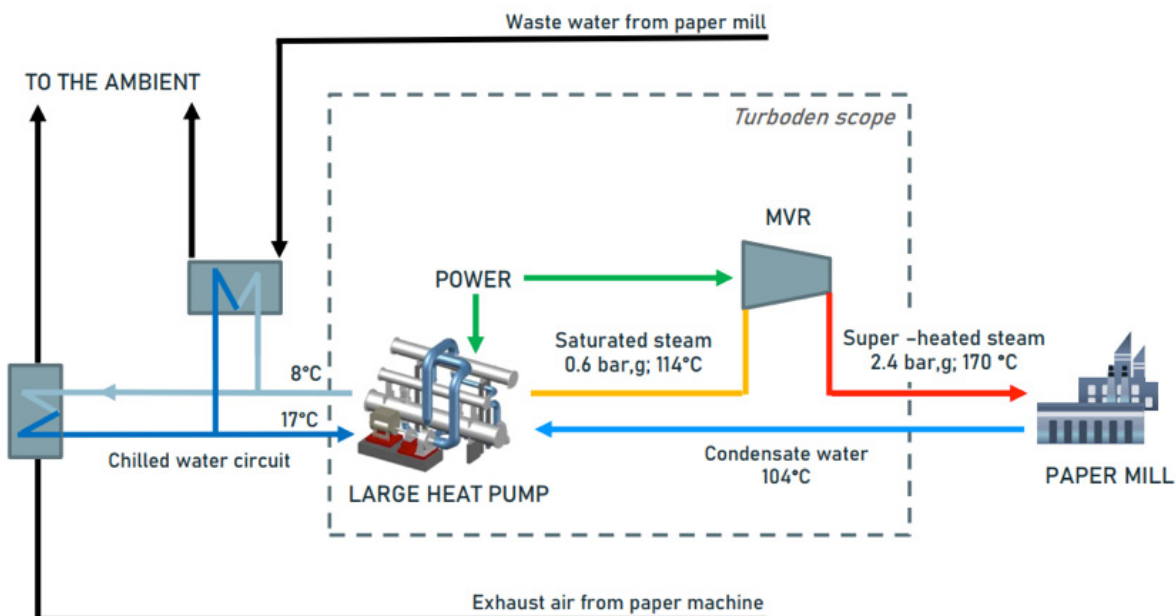


Figura 4: Schema di processo semplificato dell'applicazione LHP per la cartiera nel Nord Europa



SVILUPPI FUTURI

Il settore del riscaldamento rappresenta una delle principali fonti di emissioni di carbonio, poiché le utenze heat intensive si affidano tipicamente ai combustibili fossili per produrre il calore necessario.

Secondo l'Heat Roadmap Europe (<https://heatroadmap.eu/project-reports/>), in Europa, circa l'80% dei 2.740 TWh di domanda finale di energia per il settore del riscaldamento, compreso l'uso residenziale e industriale, è ancora generato dalla combustione di combustibili fossili e solo il 20% è prodotto da energie rinnovabili.

Circa la metà (1.100 TWh) del calore generato da combustibili fossili può essere decarbonizzato utilizzando la tecnologia Turboden che vuole assumere un ruolo attivo in questo processo, fornendo i suoi prodotti al settore del teleriscaldamento e industrie più energivore.

Si segnala infine che, nell'ambito del progetto HeatLeap, è stato presentato il paper "[*Waste Heat Recovery Potentials, applications and recommendations for better policies*](#)", dove si schematizzano per la prima volta i possibili utilizzi del calore di scarto, finalizzato allo sviluppo di policy opportune per garantirne lo sfruttamento pieno, in linea con quanto previsto dal recente pacchetto RepowerEU⁵ e quindi riflesso nella recente revisione della direttiva Efficienza Energetica.

⁵ https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_it

Ricerca 2023 Aziende & Energia: le soluzioni energetiche 'anti-crisi' più diffuse in Italia

L'aumento del prezzo dell'energia e l'incertezza dei mercati hanno reso più consistenti i vantaggi dell'efficienza energetica e della sostenibilità

Investire nell'efficienza e nella prevedibilità dei costi energetici: è questa la misura maggiormente adottata dalle aziende italiane per contrastare il caro-bollette e la volatilità del mercato energetico che ha pesato notevolmente sulle performance aziendali dello scorso anno. È quanto emerge dall'ultima ricerca su aziende ed energia, condotta da Centrica Business Solutions su un panel mondiale di 500 aziende, operanti in differenti settori.

La necessità di ridurre i costi energetici e di renderli prevedibili è la sfida più importante per i prossimi tre anni per quasi la metà delle aziende italiane intervistate. Dalla ricerca si evince, inoltre, che le attuali pressioni sui costi rafforzano l'opportunità di investire in soluzioni pulite ed efficienti: le realtà industriali italiane sono **pronte ad accelerare i propri piani verso la sostenibilità**, perché si aspettano che gli investimenti in soluzioni energetiche a basso o nullo contenuto di CO₂ contribuiscano a risolvere le proprie sfide di riduzione dei costi. In questo contesto, **l'acquisto di energia da fonti rinnovabili (40%)** risulta attualmente il miglioramento energetico più diffuso in Italia, mentre la **cogenerazione a idrogeno** sembra essere la soluzione energetica che ha più probabilità di essere implementata nel prossimo futuro in Italia **(73%)**.

Tutto questo sembra promettente, ma rag-

giungere il Net Zero non sarà semplice per la maggior parte delle aziende, a causa di bilanci limitati. Attualmente per finanziare i piani di investimento le aziende italiane ricorrono ancora a **finanziamenti (51%) e prestiti bancari (50%)**, ma la tendenza evidente, spiega lo studio, è quella di **finanziare le soluzioni energetiche con le spese operative, piuttosto che con gli investimenti di capitale**. Ad esempio, a

livello mondiale, il 45% delle aziende sta valutando modelli contrattuali finanziati, percentuale che sale al 50% tra le aziende più grandi, che spendono più di 1 milione di euro all'anno per l'energia. I vantaggi del passaggio a un modello "opex", che include una maggiore agilità e prevedibilità dei costi, stanno diventando sempre più chiari a molte aziende e le spingono a cercare nuove fonti di finanziamento.

Commenta Christian Stella, Managing Director Centrica Business Solutions Italia: "Le aziende che abbandonano il percorso verso la neutralità carbonica perché pensano di non poterselo permettere stanno commettendo un errore: rischiano uno svantaggio competitivo e un aumento dei costi nel medio-lungo termine. È necessario riconoscere che le proprie esigenze energetiche e gli obiettivi di decarbonizzazione non devono necessariamente entrare in conflitto: la riduzione e l'efficienza dei costi possono ancora funzionare insieme".



SIEMENS

Interruttori aperti 3WA

Per il futuro digitale.

I nuovi interruttori aperti Siemens 3WA sono componenti fondamentali dei **quadri elettrici di bassa tensione**, in quanto proteggono, in modo affidabile, le installazioni elettriche all'interno di edifici, infrastrutture e siti industriali, da possibili guasti causati da cortocircuiti, sovraccarichi o guasti a terra. Al tempo stesso, i nuovi interruttori aperti 3WA soddisfano tutti i requisiti richiesti nell'ambito della **distribuzione di energia** in bassa tensione negli ambienti digitali. Supportano pianificazione e ingegneria basata su software, test e monitoraggio digitali e la completa integrazione nei sistemi IoT e di automazione.

Le **funzionalità selezionabili singolarmente e aggiornabili** nel tempo garantiscono flessibilità a lungo termine. Lo sganciatore elettronico ETU600 può essere aggiornato in modo facile durante l'intero ciclo di vita del prodotto grazie a pacchetti di funzioni digitali dedicati. Numerose opzioni di comunicazione trasferiscono i dati in modo sicuro, garantendo i **massimi livelli di sicurezza informatica** (cybersecurity). E' possibile anche l'uso simultaneo di due protocolli di comunicazione in un unico modulo di comunicazione con funzionalità Ethernet (PROFINET per ambiti industriali performanti e Modbus TCP per es. Energy Monitoring). L'interruttore aperto 3WA è in grado di effettuare misure PMF (Power Metering Functions) secondo la IEC 61557-12. Le funzioni di misura sono in conformità con lo standard di efficienza energetica IEC 60364-8-1 per una semplice integrazione nei sistemi di gestione dell'energia secondo la normativa ISO 50001.



Demand response tra informazione e sviluppo

.....
Livio De Chicchis,
Energy Policy Analyst di FIRE

Con il termine demand response si intende una modulazione della domanda di energia, in aumento o riduzione, per conciliare al meglio la domanda e l'offerta dell'energia stessa. Nonostante sia un concetto di cui si parla molto in questo periodo, il demand response affonda le sue radici in due forme già largamente utilizzate: le tariffe multiorarie, che permettono lo spostamento del carico verso fasce meno costose facendo quindi sì che l'utente modifichi il suo modo di consumare energia in funzione del prezzo della stessa, e l'uso di contratti interrompibili per i quali un consumatore, tipicamente un



grande utente industriale, volontariamente sceglie e si impegna ad una riduzione dei prelievi da rete o al distacco senza preavviso in cambio di un corrispettivo economico piuttosto importante.

Per un bilanciamento ottimale della rete è opportuno agire sia lato domanda che lato offerta, pur con tutti i limiti propri di quest'ultima: unità di generazione che possono richiedere diverso tempo per arrivare a piena potenza, unità che richiedono un onere eccessivo per l'entrata in esercizio, etc. Per tali ragioni è fondamentale agire anche sulla domanda, prevedendo una gestione che cerchi di regolarla in tempo reale: il cliente può regolare la domanda di energia rinviando alcune attività che richiedono grandi quantità di energia elettrica, o agire sulle proprie immissioni di energia in rete gestendo la produzione o sfruttando sistemi di accumulo. Al momento è possibile ottenere una remunerazione da parte dei clienti finali idonei tramite accordo con un soggetto aggregatore, che risponde alle richieste di modulazione di Terna agendo sul proprio portafoglio di clienti.

Il demand response viene impiegato principalmente per evitare blackout diffusi della rete, laddove non vi siano a disposizione alternative in tempo reale. Le emergenze di rete possono verificarsi a causa di:

- eccessiva generazione o interruzione di trasmissione;
- condizioni meteorologiche estreme;
- energia rinnovabile o cambiamenti nella previsione della domanda.

Proprio il forte incremento delle fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico ed eolico su tutte) nel mix di generazione nazionale ha creato la

necessità di un sistema elettrico flessibile, basato su stoccaggio diffuso e di rete, carichi modulabili e/o interrompibili, sistemi di generazione distribuiti pensati per sfruttare al massimo le opportunità di autoconsumo. FIRE ha dedicato attenzione al tema del demand response in questi ultimi anni, a partire da un'indagine rivolta nel 2019 agli energy manager, della quale è interessante analizzare l'evoluzione di alcuni aspetti fino al giorno d'oggi.

In particolare, la principale barriera alla diffusione del demand response allora segnalata era la mancanza di informazione, laddove in molti ritenevano che l'utente finale non fosse a conoscenza dello sviluppo regolatorio e tecnico dello stesso. Erano numerosi anche i rispondenti che consideravano il mercato elettrico e le tariffe complesse per gli utenti finali, anche nel caso di medie dimensioni. Altra barriera emersa era la scarsa consapevolezza da parte dell'utente dei propri profili di carico, dovuta in parte ad una limitata adozione di sistemi di monitoraggio.

Provando a tirare le somme oggi, è indubbio che dal punto di vista dei sistemi di monitoraggio ci sia stata una evoluzione, favorita nelle imprese dall'introduzione dell'obbligo di misura nell'ambito di diagnosi energetiche e richiesta di certificati bianchi. Ma anche a livello residenziale, le curve di carico messe a disposizione dal sito di E-Distribuzione hanno incrementato la consapevolezza degli utenti finali sulle proprie abitudini di consumo. A tal fine si ricorda che chi ha a disposizione il contatore intelligente di seconda generazione può trovare i profili di carico nel portale consumi dell'Acquirente Unico o in quello del proprio distributore; in alternativa è possibile acquistare di-

spositivi di monitoraggio da collegare al contatore, al quadro elettrico o a singole prese.

Per quanto riguarda invece la barriera principale, ossia la mancanza di informazione sullo sviluppo regolatorio e tecnico del demand response, è indubbio come si possa fare sempre di più, e questo focus di Gestione Energia dedicato al tema è stato proprio pensato in quest'ottica.

I mercati dell'energia

Lo sviluppo dei servizi di demand response si è messo lentamente in moto negli anni, e a fine 2021 FIRE ha ad esso dedicato uno spazio all'interno dell'indagine sui mercati dell'energia contenuta nel Rapporto energy manager 2021, a cui hanno risposto per lo più soggetti che curano l'approvvigionamento energetico di grandi imprese (in primis) e PMI.

Dai grafici seguenti, si evince come solo il 13% dei rispondenti gestiva contratti di demand response, a fronte di un 67% che non offriva consulenza in tale campo, né tantomeno in ambito PPA.



Grafico 1. Gestione di contratti demand-response da parte degli energy manager

Relativamente alla partecipazione al demand response, gli impianti che gli energy manager coinvolti hanno maggiormente utilizzato sono quelli cogenerativi, seguiti poi dal fotovoltaico e dai sistemi di gestione dei carichi elettrici. Tali impianti hanno partecipato (e stanno partecipando) al mercato dei servizi di dispacciamento per la messa a disposizione di risorse, nel rispetto di alcuni vincoli tecnici e dietro remunerazione di un corrispettivo fisso e di uno variabile.

Che impianti mette a disposizione del demand response?

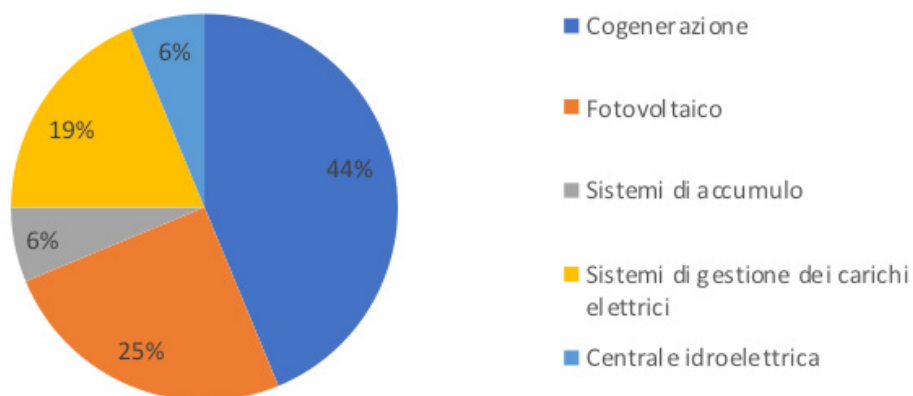


Grafico 2. Impianti coinvolti nei contratti di demand-response

In attesa di poter analizzare in dettaglio con gli energy manager gli ultimissimi trend, particolarmente significativi alla luce del percorso di elettrificazione cui stiamo andando incontro, i contributi contenuti in questo focus presentano una panoramica dello stato dell'arte del demand response nel contesto italiano e non solo, oltre a un quadro regolatorio sull'integrazione delle rinnovabili nel sistema elettrico e una panoramica sulle opportunità offerte dalla flessibilità elettrica.

Buona lettura!



Evoluzione della regolazione per una crescente integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico

..... Andrea Galliani - Andrea Rosazza

Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale

Il processo di sostituzione delle fonti energetiche fossili con quelle rinnovabili, iniziato ben prima della crisi Ucraina, ha subito un'accelerazione in un contesto in cui la sicurezza degli approvvigionamenti di gas, fondamento del nostro intero sistema economico, è venuta a mancare. È anche noto, tuttavia, che le fonti rinnovabili non rappresentino una soluzione "chiavi in mano" per la sostituzione delle fonti fossili, poiché a differenza di queste ultime, non ne è garantita la disponibilità continuativa. Per queste ragioni l'Europa ha sempre sostenuto il mercato del gas accanto alla promozione delle rinnovabili: infatti le turbine a gas consentono una dinamica di modulazione sufficientemente rapida da fungere da complemento alle oscillazioni aleatorie delle fonti rinnovabili e pertanto, come si dice, ne "abilita" lo sviluppo. In base a questa visione, si sarebbe avviata una transizione energetica lenta ma sostenibile, in un'ottica di lungo periodo, che riguardava il 2050.

L'attesa di possibili limitazioni all'uso del gas nel 2022, riflessa in un aumento dei prezzi in tutta Europa, da un lato ha costretto gli Stati a riconsiderare i piani di dismissione degli impianti tradizionali, specialmente nucleare e carbone, dall'altro ha ulteriormente incentivato una nuova "corsa alle rinnovabili", rendendo più urgente l'insieme degli interventi innovativi in merito allo sviluppo delle reti elettriche e al dispacciamento.

Con il nuovo TIDE prevale l'aspetto 'organizzativo'

Il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), che l'ARERA si accinge ad approvare dopo la fase di consultazione, rappresenta una risposta alle necessità strutturali della transizione energetica. Il provvedimento infatti, come sottolineato dall'Autorità nei seminari pubblici di presentazione, si distingue da altri provvedimenti in quanto sull'aspetto "dispositivo" (l'imposizione di qualcosa), prevale quello "organizzativo", di impostazione concettuale, necessario per gestire in sicurezza un sistema elettrico sempre più caratterizzato da un gran numero di nuovi impianti di piccola taglia (la c.d. "generazione distribuita") e da cambiamenti strutturali dei flussi di energia nella rete, in termini di quantità, direzione e volatilità.

La nuova impostazione del dispacciamento elettrico data nel TIDE potrebbe essere scomposta in tre filoni che qui chiameremo sinteticamente "conservativo", "evolutivo" e "innovativo".

Il TIDE infatti non intende stravolgere, ma adeguare alla nuova realtà quanto già esiste in materia di dispacciamento.

L'aspetto "conservativo" del TIDE guarda al dispacciamento "tradizionale", rappresentato dalla delibera dell'ARERA 111/06, e ha come riferimento un sistema basato su risorse programmabili, di grande taglia, concentrate in pochi nodi della rete, le cosiddette unità di produzione abilitate.

In questo ambito, una delle principali novità è rappresentata dall'eliminazione della soglia storica di 10 MVA che separava il mondo delle unità (obbligatoriamente) abilitate alla fornitura di servizi ancillari da quello delle unità non abilitate. La rimozione della soglia allarga potenzialmente la platea delle unità che possono fornire servizi alla rete, ma di per sé non rappresenta un cambio di paradigma nella gestione della rete stessa, in quanto si limita a rimuovere una barriera non più necessaria. È demandata a Terna, in quanto soggetto con le capacità tecniche per selezionare le risorse minime necessarie alla gestione del sistema elettrico, la definizione di nuovi criteri per l'abilitazione obbligatoria, ivi inclusa una eventuale soglia di potenza più bassa di quella attuale.

Sempre in ambito "tradizionale", il TIDE impone a Terna la revisione di modelli e algoritmi al fine di giungere a soluzioni per il dispacciamento degli impianti che siano ottime (e non sub-ottime). L'evoluzione degli strumenti finora utilizzati ha come presupposti sia il fatto che le potenze di calcolo modernamente disponibili supportano la maggiore complessità degli algoritmi, sia che l'evoluzione delle reti di comunicazione incrementano la disponibilità di dati raccolti in tempo reale.

Il secondo aspetto "evolutivo" fa confluire nel TIDE l'esperienza dei c.d. "pro-

getti pilota" avviata nel 2017 con la delibera 300/2017/R/eel. Tra questi particolarmente rilevante è il progetto UVAM, che ha consentito l'abilitazione anche a risorse distribuite su base aggregata. Nonostante il numero di risorse attivate sia stato limitato nel corso del progetto, esso ha mostrato l'enorme potenzialità derivante dall'aggregazione di risorse distribuite: le UVAM esistenti hanno infatti un potenziale di regolazione a salire di più di 1000 MW e a scendere di qualche centinaio di MW, pari alla potenza regolante di alcune centrali elettriche di grossa taglia.

Aggregare le risorse significa prevedere che sia l'aggregato, e non la singola risorsa, a prestare un determinato servizio ancillare, con alcuni vantaggi. Il primo è che i titolari delle piccole unità potrebbero non disporre di sufficienti competenze per partecipare ai mercati organizzati, né sarebbe efficiente che migliaia (e potenzialmente milioni) di utenti lo facessero. Il secondo vantaggio è che anche le piccole unità, per partecipare al mercato singolarmente, dovrebbero interfacciare il proprio impianto direttamente con i sistemi di controllo di Terna e dei distributori al fine di ricevere il comando di aumento e diminuzione da remoto e ciò rappresenta una complicazione notevole se non è mediata da un soggetto specializzato. Il terzo vantaggio è la mitigazione del rischio di "mancate movimentazioni" in quanto la prestazione fornita è misurata a livello aggregato.

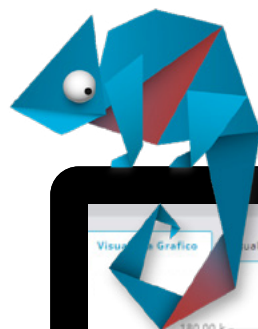
Risulta quindi confermato il ruolo fondamentale del Balancing Service Provider (BSP) che assume le funzioni di aggregatore, intermediario commerciale e supporto tecnico, raccoglie le risorse (essenzialmente di tipo "retail"), le offre sui mercati del dispacciamento e, per le offerte accettate, smista sulle singole unità gli ordini

di dispacciamento ricevuti. La formazione di un disegno organico per far convivere le grandi unità e le aggregazioni di piccole unità introduce la parte maggiormente "innovativa" del TIDE.

Un disegno organico per far convivere grandi unità e aggregazioni di piccole unità

Il punto di partenza della nuova organizzazione dei mercati riguarda il riconoscimento esplicito del duplice ruolo delle unità di produzione e di consumo: 1) produrre o consumare energia e 2) fornire servizi ancillari alla rete. Il secondo ruolo (sia esso su base obbligatoria o volontaria) può essere assunto da tutte le utenze, attive e passive, senza distinzione di taglia o di tecnologia. Estremizzando il concetto con uno slogan: "per preservare il diritto di accendere la luce a piacimento, si deve costruire un nuovo mondo in cui spegnerla è un'opportunità".

In sostanza, il sistema sarà organizzato in modo da far competere sullo stesso piano risorse concentrate e risorse distribuite e sarà basato su piattaforme organizzate che assicurino la selezione delle risorse di flessibilità più efficienti. Rispetto ai progetti pilota, l'aggregazione assume una forma più definitiva e strutturata e tiene conto della duplice valenza delle unità sopra menzionata: infatti, le stesse unità possono partecipare ad aggregazioni per competere sui mercati dell'energia e ad aggregazioni diverse per competere sui mercati del dispacciamento. È riconosciuto esplicitamente il ruolo del BRP (il soggetto "trader" che partecipa ai mercati per la compravendita di energia) e del BSP (il soggetto aggregatore che offre servizi). BRP e BSP programmano separatamen-



CloE



Il software di
monitoraggio di
ENERGY TEAM
che muta con le
tue esigenze
energetiche.

CloE supporta le aziende mono e multi-sito di industria e terziario nel monitoraggio e nella gestione dei propri consumi energetici e a perseguire una strategia energetica sostenibile.

Per rispondere al meglio ai bisogni di analisi della tua azienda, abbiamo sviluppato delle funzionalità specifiche modulabili a seconda delle tue esigenze:
scopri le nostre funzionalità nel nostro App Market.



www.cloe-energy-team.it



te l'energia da comprare o vendere da quella per fornire servizi e, infine, il sistema di settlement separa, a consuntivo, la quota di energia immessa (o prelevata) oggetto di commercializzazione di competenza del BRP dalla quota di energia movimentata di competenza del BSP. Completa il quadro un sistema di compensazioni economiche nei casi in cui le attività dei BSP avessero un impatto indesiderato sui BRP.

È interessante notare come il TIDE includa una sezione, al momento lasciata vuota, dedicata ai servizi ancillari locali, ossia quelli offerti alle imprese di distribuzione. I servizi locali renderanno trasmissione e distribuzione realtà integrate e gestite in modo unitario, ma ciò avverrà al termine della fase sperimentale avviata con la delibera 352/2021/R/eel. La sperimentazione includerà anche il coordinamento necessario tra Terna e i distributori al fine di definire un processo di gestione delle richieste di attivazione di servizi e di scambio dati.

Da ultimo si vuole sottolineare che l'impostazione del TIDE pone le basi strutturali anche per l'implementazione di programmi di demand-response di qualsiasi natura, civile o industriale, senza la necessità di interventi regola-

tori ad hoc. Infatti, la riduzione volontaria del carico corrisponde ad un servizio ancillare "a salire" che dovrà competere sullo stesso mercato, con le stesse regole e con la stessa remunerazione di altre offerte "a salire".

In definitiva, il TIDE rappresenta il punto di partenza, necessario ma non sufficiente, per affrontare la sfida successiva di trasferire nuove opportunità economiche a tutti gli utenti. Diventare utenti attivi nel sistema richiede un lungo processo di maturazione, adeguamento di sistemi, sviluppo di tecnologia, economie di scala, esperienza degli aggregatori. Il TIDE costituisce il substrato organizzativo di questo processo e, superando le incertezze insite nella natura sperimentale dei progetti pilota, consente di cogliere le opportunità derivanti dalla transizione energetica.

* Ogni commento è espresso a titolo personale e non coinvolge in nessun modo l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente



LA COMPETENZA E L'ESPERIENZA DI EDILCLIMA

PER IL CHECK-UP ENERGETICO DELLE ATTIVITÀ INDUSTRIALI

Edilclima, software-house specializzata nello sviluppo di soluzioni software per la progettazione energetica, impiantistica, acustica, antincendio e BIM, contribuisce a supportare l'attività di EGE, Energy Manager, aziende, consulenti e progettisti che necessitano di eseguire il **check-up energetico delle attività industriali** sia mediante l'ampliamento della propria gamma di prodotti, grazie al software **EC716 Diagnosi energetica industriale**, che attraverso un'importante collaborazione con ENEA per la realizzazione del software **ENEA EFFICIENCY**.



EC716 Diagnosi Energetica Industriale esegue la compilazione automatica del file richiesto da ENEA (Art. 8 DLgs. n. 102 del 4.7.2014).

Il software restituisce inoltre lo schema ad albero dei vettori energetici.

Scopri lo su:

www.edilclima.it



EC716
DIAGNOSI
ENERGETICA
INDUSTRIALE



ENEA

ENEA EFFICIENCY è il software per l'autovalutazione qualitativa del grado di efficienza energetica di una PMI, realizzato da ENEA in collaborazione con EDILCLIMA, a disposizione gratuita delle imprese.

Scopri lo su:

www.espa.enea.it



ENEA
EFFICIENCY

 **UNIONE EUROPEA**
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale

 **GOVERNANCE**
SISTEMI
ISTITUZIONALE

 **GOVERNANCE**
SISTEMI
ISTITUZIONALE

Reti elettriche e demande response, analisi del contesto italiano

..... • G.B. Zorzoli, Presidente AIEE •

Secondo le linee guida della Commissione europea per l'aggiornamento del PNIEC il governo dovrà indicare tutte le misure necessarie per conseguire gli obiettivi del pacchetto "REPowerEU". Evidentemente, la Commissione ritiene che l'iter già avviato per tradurre il pacchetto in normative europee ne salvaguarderà i principali capisaldi, come è già avvenuto per "Fit for 55".

REPowerEU prevede l'innalzamento al 45% della domanda di energia coperta da produzione rinnovabile entro il 2030, a cui secondo Eletticità Futura corrisponderà l'84% dei consumi elettrici soddisfatti dalla produzione con fonti rinnovabili. Mentre a fine 2022 in Italia gli impianti per produzione elettrica da fonti rinnovabili erano più di 1,2 milioni, col PNIEC aggiornato al 2030 dovranno essere almeno 2,5 milioni e per circa il 40% allacciati alle reti di distribuzione (oggi siamo al 25%): percentuale destinata a raggiungere il 50% nel 2040.

Di conseguenza le reti elettriche – di tra-

missione, di distribuzione, all'interno degli edifici e delle comunità energetiche – saranno tutte percorse da flussi bidirezionali, non solo dall'alto verso il basso come nel sistema elettrico di quindici anni fa. Tutte, anche se con funzioni (e sofisticazioni) diverse, "intelligenti", grazie alla loro crescente digitalizzazione. Tutte dotate di sistemi di accumulo. Tutte aventi come controparti o come interfacce le imprese, gli integratori di impianti di produzione, i singoli prosumer, gli autoproduttori/autoconsumatori collettivi. Saranno pertanto distinguibili solo per il livello di potenza e per la quantità di energia veicolata.

Questa rapida trasformazione delle reti sarà resa possibile innanzi tutto dai progressi nella digitalizzazione, le cui potenzialità saranno moltiplicate dal passaggio, già in atto, alla tecnologia 5G, che non si limita ad assicurare un evidente miglioramento delle performance garantite dal 4G, ma addirittura le rivoluziona. Il 5G consente ad esempio una velocità di trasferimento dei dati centinaia

di volte più elevata, che lo rende capace di gestire un milione di dispositivi digitali per chilometro quadrato.

Anche l'Intelligenza Artificiale (IA) è destinata a diventare uno strumento largamente diffuso per la gestione dei sistemi elettrici, favorendo lo sviluppo della Demand Response. In futuro l'IA potrà infatti intervenire attivamente nel modificare la domanda di energia elettrica sia nei consumi domestici, sia nelle industrie e nei servizi dove è possibile modulare i processi produttivi, in modo da ridurla quando la produzione elettrica non ce la fa a soddisfarla per intero, e da aumentarla nel caso contrario.

Non stiamo parlando di fantascienza, ma di applicazioni ancora più efficaci di quelle già disponibili oggi, come il servizio GEO (Generation Energy Optimization) di Enel X, rivolto a clienti industriali e commerciali, per la valorizzazione dei surplus energetici e per l'ottimizzazione della produzione proveniente da impianti di generazione delle imprese. Il servizio viene offerto in due opzioni: dal semplice ritiro delle eccedenze e gestione degli sbilanciamenti (GEO BASIC) fino all'ottimizzazione della produzione di impianti di cogenerazione (GEO ADVANCED). Con GEO BASIC vengono ritirati e valorizzati i surplus degli impianti di generazione energetica (fotovoltaici, di cogenerazione o trigenerazione) e gestiti i rischi legati allo sbilanciamento dei mercati energetici. Con GEO ADVANCED, per ridurre i costi energetici complessivi si ottimizzano anche i tempi e l'uso della generazione e delle unità di backup.

Sta assumendo una rilevanza crescente anche Internet delle cose (IoT), caratteriz-

zata dallo scambio in modo autonomo di dati tra dispositivi che modificano le proprie prestazioni sulla base delle informazioni ricevute; tecnologia che sarà ulteriormente valorizzata dallo sviluppo del 5G e dell'IA. Le tecnologie IoT possono ad esempio consentire di automatizzare e ottimizzare offerta e domanda di energia, monitorando e controllando in remoto la generazione elettrica distribuita e i sistemi di accumulo, riducendo i costi operativi. Anche gli investimenti nelle tecnologie IOT, favorevoli allo sviluppo della Demand Response, sono destinati a crescere. L'interesse per IoT è dimostrato dalle risorse che attira. Nel solo 2019 globalmente vi sono stati destinati 749 miliardi di dollari e, malgrado l'effetto deprimente della pandemia, nel 2023 si prevede che la spesa superi i mille miliardi.

In campo elettrico, analogamente agli anni precedenti, è il settore dell'accumulo a registrare la maggior parte dei brevetti concessi a livello globale nel 2020, raggiungendo quota 34.000 contro i 12.400 brevetti del fotovoltaico, che occupa il secondo posto. Con l'aumento della penetrazione delle rinnovabili, le batterie a flusso assumeranno un ruolo centrale, grazie al disaccoppiamento tra la potenza dell'impianto rinnovabile cui sono abbinata e la loro capacità di accumulo. Queste tecnologie potrebbero immagazzinare a costi competitivi energia elettrica per lunghi periodi. Un rapporto del 2021 della McKinsey (Net-zero power – Long duration energy storage for a renewable grid), prevede una loro futura potenzialità di accumulo tra un minimo di 25 e un massimo di 100 ore. A conferma di questa previsione, in tutto il mondo si stanno sviluppando batterie a flusso in grado di garantire accumuli per almeno 10 ore a

costi competitivi per assenza o minor rilievo di materiali critici. A Sacramento, in California, è stato deciso di abbinare a un impianto eolico di 200 MW una batteria a flusso messa a punto dalla società ESS, dotata di un elettrolita non costoso, in quanto composto da cloruri di ferro, con capacità di accumulo di 2 GWh. Anche l'Italia è in prima linea con una start-up (Green Energy Storage).

La disponibilità, già nel corso di questo decennio, di batterie capaci di accumulare per almeno 15-20 ore l'energia prodotta da impianti eolici o fotovoltaici la renderà programmabile. Come le altre rinnovabili, queste tecnologie saranno dunque capaci di svolgere tutti i servizi di rete e di partecipare alla Demand Response.

Inoltre, poiché spetterà a eolico e fotovoltaico il compito di fornire gran parte della capacità addizionale richiesta dal PNIEC aggiornato, se si riusciranno a superare le attuali difficoltà di permitting, la loro bancabilità, oltre che dalle aste competitive, sarà assicurata dai PPA, riducendo progressivamente il peso del Mercato del Giorno Prima nella determinazione dei prezzi dell'energia, a favore di prezzi stabili grazie alla durata pluriennale dei contratti per differenza e dei PPA. Non a caso la proposta di riforma del mercato, avanzata dalla Commissione europea, è coerente con questa linea di sviluppo.

Infine, non va dimenticata la proposta di Direttiva europea sulle prestazioni energetiche nell'edilizia, che prevede una forte accelerazione nella riqualificazione energetica degli edifici. Occorre quindi evitare che il grande im-

pegno finanziario richiesto per attuarla venga in parte vanificato dai rebound effect diretti, cioè da aumenti dei consumi di energia facilitati da bollette rese molto meno care dalle maggiori prestazioni energetiche degli edifici. Oltre a una campagna continua e martellante su tutti i media, per promuovere comportamenti virtuosi, tutti i fattori destinati a facilitare la Demand Response permetteranno ai consumatori di misurare i vantaggi economici di risparmi energetici che, tesaurizzati negli accumuli, garantiranno il successivo ritorno economico.



Rödl & Partner

Rödl & Partner è uno dei maggiori studi professionali multidisciplinari del mondo. Con 5260 collaboratori e 107 uffici in tutto il mondo, offriamo consulenza legale, fiscale, servizi di revisione legale, consulenza del lavoro e outsourcing senza confini.

Siamo stati tra i primi Studi europei ad offrire servizi professionali di consulenza per il settore delle energie rinnovabili nonché dell'efficienza energetica, e oggi l'energy è una delle nostre aree di expertise più affermate. In Italia, Rödl & Partner rappresenta uno degli lead advisor per grandi progetti nel settore energetico e delle infrastrutture. Il nostro team è numeroso e multidisciplinare con professionisti specializzati in ambito energy.

Milano | Padova | Roma | Bolzano

Le attività svolte dai nostri professionisti includono:

- Consulenza legale in ambito della contrattualistica dei progetti;
- Consulenza legale in ambito stragiudiziale e giudiziale;
- Supporto in ambito di diritto amministrativo;
- Supporto in dispute avanti i Tribunali Amministrativi;
- Consulenza fiscale.

La flessibilità elettrica, un settore di sviluppo per ESCo e operatori dell'energia

.....
Giacomo Cantarella, Responsabile Comitato Tecnico Comunità Energetiche e Servizi di Flessibilità di AssoESCO



I programmi di flessibilità o demand response, avviati per la prima volta negli USA nei primi anni 2000, si configuravano come una soluzione win-win in cui tutti gli attori in gioco ottenevano considerevoli benefici: da un lato, i clienti industriali offrivano al sistema la flessibilità intrinseca dei loro processi industriali in cambio di una remunerazione, dall'altro i gestori di rete (o TSO, Transmission System Operator) si approvvigionavano di nuova flessibilità a buon mercato. Flessibilità che, in mancanza del demand response, avrebbe richiesto la costruzione di nuove centrali da attivare esclusivamente nei momenti di picco del sistema.

Facendo tesoro di questi primi esperimenti, e alla luce della crescente diffusione di generazione distribuita e di impianti rinnovabili, negli ultimi anni le autorità di regolazione di tutto il mondo hanno compreso la necessità di implementare questo nuovo paradigma di decentralizzazione dei sistemi elettrici in tutti i paesi industrializzati attraverso l'apertura del mercato dei servizi ancillari e la partecipazione di risorse diffuse, anche in forma aggregata.

Seguendo il trend avviatosi a livello globale, il 5 maggio 2017 l'Autorità di Regolazione per Energia Reti Ambiente (ARERA) con la Delibera 300/2017/R/eel ha avviato il processo di apertura del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) a nuove risorse rispetto a quelle

tradizionali: le rinnovabili non programmabili, i sistemi di accumulo, le unità di consumo e la generazione distribuita. Tali asset, infatti, possono fornire flessibilità al sistema intervenendo sul modo in cui l'elettricità viene generata, sviluppando nuove soluzioni di stoccaggio e modulando il carico in tempo reale e in base alle necessità della rete.

In Italia uno dei principali strumenti attraverso cui tutto ciò si è reso possibile è stata l'implementazione dei progetti pilota delle cosiddette Unità Virtuali Abilitate: inizialmente segregate per tecnologia (UVAC per il consumo e UVAP per la generazione), poi confluite in aggregati tecnologicamente neutrali (le cosiddette UVAM, Unità Virtuali Abilitate Miste).

Il progetto pilota UVAM, così come buona parte dei programmi di flessibilità, prevede una remunerazione basata su una componente fissa legata alla sola disponibilità alla modulazione e una componente variabile, direttamente proporzionale all'effettiva movimentazione delle risorse.

Un'ulteriore innovazione introdotta dai progetti pilota è la figura dell'Aggregatore (o BSP, Balancing Service Provider), nuovo operatore del mercato elettrico con il compito di creare portafogli di risorse flessibili che possano garantire al sistema, in opportune aree geografiche definite dal TSO, almeno 1 MW di potenza attraverso la riduzione del consumo o l'incremento dell'immissione in rete.

A partire dal 2017 i BSP hanno svolto un ruolo fondamentale nella progressiva estrazione e valorizzazione delle risorse di flessibilità al fine della prestazione dei servizi a mercato. I BSP sono operatori sul mercato elettrico ma sono anche ESCo, con un mix di competenze integrate in grado di

effettuare dei veri e propri audit di flessibilità volti a individuare le risorse flessibili dei consumatori e dei produttori di energia e a rappresentarne le caratteristiche tecniche prestazionali affinché possano essere offerte a mercato.

Oltre ai clienti industriali con possibilità di modulare i propri consumi, questa opportunità è stata colta sin da subito anche dagli impianti di produzione asserviti a cicli produttivi (la generazione distribuita, o generazione behind-the-meter) che a causa dei vincoli previsti dal TSO non potevano partecipare singolarmente al MSD. Lo schema regolatorio dei progetti pilota ha aperto anche a loro l'opportunità di entrare nel meccanismo e garantirsi uno stream di revenues incrementale rispetto a quello derivante dall'operatività tradizionale dell'impianto.

Poiché i principali BSP nel mercato italiano sono associati ad AssoESCo, c'è stata una crescente attenzione dell'Associazione ai servizi di flessibilità e al demand response, che ha portato alla nascita di un comitato tecnico dedicato. Il comitato ha seguito con attenzione l'evoluzione normativa e del mercato, riscontrando alcune criticità

- L'importanza della strutturazione di un sistema dedicato a queste nuove risorse flessibili è testimoniata dalla loro crescente partecipazione al progetto pilota UVAM che si è sviluppato bene fino a inizio 2020. Con la saturazione delle aste a gennaio 2020 e la mancanza di una programmazione di medio periodo delle quantità approvvigionate da Terna, si è fermato lo sviluppo da parte dei BSP e quindi l'ingresso di nuove risorse di flessibilità nel meccanismo.

- La bassa disponibilità di MW, unitamente alla contrazione dei prezzi di aggiudicazione e all'aggiornamento dei regolamenti, non ha consentito il passag-

gio auspicato dagli operatori (e promosso anche a livello europeo) volto al coinvolgimento dei prosumer anche di piccola taglia.

Come associazione che rappresenta molti BSP e operatori di questo nuovo settore della flessibilità elettrica auspichiamo che:

- a) ci sia una piena e decisa modifica della regolazione di settore, che dovrà evolvere con l'intento di facilitare concretamente l'eleggibilità e il coinvolgimento delle piccole risorse, delle comunità energetiche e della mobilità elettrica all'interno del MSD. Il regolamento in vigore sfavorisce l'aggregazione di risorse, al punto che la configurazione prevalente oggi è quella di UVAM mono-sito;

- b) il regolatore si adoperi per una pianificazione strutturata e continuativa dei fabbisogni pluriennali da approvvigionare, dichiarati in forma rolling ogni anno a inizio anno per quelli successivi, consentendo a tutti gli stakeholders coinvolti di investire in questo mercato;

- c) ci sia un aggiornamento e modernizzazione dei sistemi tecnico-operativi del gestore della rete, così che possano concretamente accompagnare la transizione e l'evoluzione delle risorse, superando gli attuali vincoli tecnici.

Un nuovo impulso al settore della flessibilità elettrica è arrivato di recente con la riduzione dei consumi e i progetti pilota dei distributori di energia elettrica (o DSO, Distribution System Operator).

Il servizio di Riduzione Consumi è stato sviluppato da Terna negli ultimi mesi del 2022. I clienti consumatori possono partecipare riducendo in maniera programmata i propri consumi elettrici, per raggiungere gli obiettivi di riduzione dei consumi nelle ore di punta imposti dalla Commissione Europea e supportare la rete elettrica e la riduzione dei consumi di gas se richiesto.

Progetti pilota e TIDE

Un'ulteriore apertura del mercato è rappresentata dai progetti pilota recentemente posti in consultazione da alcuni DSO italiani, con cui sarà possibile replicare in modalità analoghe quanto discusso per le UVAM anche per risolvere problematiche relative alle reti di media tensione (come, ad esempio, congestioni o outage programmati).

Da segnalare anche la pubblicazione del TIDE, il Testo Integrato sul Dispacciamento Elettrico, recentemente rilasciato da ARERA in consultazione per l'analisi degli operatori di mercato. La sua entrata in vigore, nel ridisegnare il mercato a partire da gennaio 2024, introdurrà in maniera stabile nel sistema elettrico il ruolo del BSP e la partecipazione delle UVA al MSD.

Il mondo dell'energia è fortemente e giustamente concentrato sulla massima diffusione delle rinnovabili, bisogna però considerare che la progressiva diffusione di tanti nuovi impianti a fonte rinnovabile e il correlato spegnimento di centrali termoelettriche a combustibili fossili deve necessariamente essere accompagnato da un crescente approvvigionamento di servizi di flessibilità. Il demand response sarà uno strumento essenziale per il futuro del sistema elettrico. Come Associazione siamo e saremo impegnati per contribuire in maniera proattiva al rilancio di un mercato della flessibilità che possa accompagnare efficacemente il processo di transizione in corso, anche attraverso l'aggregazione di risorse portata avanti dai BSP.

Demand Response: L'energia diventa una nuova opportunità di crescita per le aziende

Rossella Potere, Head of Flexibility Italy - B2B - Enel X Global Retail

L'[International Energy Agency](#) prevede che, tra il 2025 e il 2030, la domanda globale di energia elettrica aumenterà del 25-30%. Saranno soprattutto le aziende a guidare questo incremento di domanda, visto che il settore industriale sta scoprendo e apprezzando sempre di più i vantaggi derivanti dall'elettificazione dei processi industriali relativi a ottimizzazione dei consumi, riduzione dei costi e aumento di competitività. Tale incremento di domanda, però, non potrà essere soddisfatto interamente dalla produzione di energia da fonti rinnovabili, per loro natura non "programmabili". Occorre dunque un sistema di bilanciamento ed è per questo motivo che i TSO (Transmission System Operator- operatore di rete) hanno introdotto [soluzioni di energy flexibility](#), evitando così ogni possibile scoppio alla rete elettrica e, di conseguenza, problemi alla produzione aziendale. Il [Demand Response](#) è uno degli strumenti di energy flexibility più importanti a disposizione delle aziende che guardano al futuro.

Prospettive in ottica zero emissioni

Zero emissioni è l'obiettivo che tutte le aziende dovranno darsi attraverso un percorso verso l'equilibrio, con le attività industriali, sia dirette sia indirette, che producono sempre meno CO2 negli anni, fino ad azzerarle totalmente o a bilanciarle con progetti e **attività a impatto zero**.

Per farlo, **entro il 2030 il Demand Response dovrà raggiungere i 500 GW** facendo registrare una crescita di circa dieci volte rispetto al 2020. I mercati europei hanno aumentato notevolmente la capacità di Demand Response già dal 2020 con alcuni Paesi che hanno lanciato le prime aste o diversificato il portafoglio di risorse demand-side. Questo è già un segnale forte ma occorre un'ulteriore crescita dal momento che il DR avrà un ruolo fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi 2030.

Cos'è e come funziona il Demand Response

Con il Demand Response, un'azienda si rende disponibile a ridurre o aumentare i consumi di energia (modulazione) in risposta a picchi di domanda o di offerta di energia da parte della rete. Come? Ecco i passaggi fondamentali:

- Il Transmission System Operator (operatore di rete – nel caso italiano, si tratta di Terna) rileva un problema di instabilità della rete. Ad esempio, può essere un picco di domanda di energia.
- Rilevato il problema, l'operatore di rete notifica all'aggregatore (Balance Service Provider, BSP) la necessità di bilan-

ciamento della rete.

- Il BSP distribuisce la necessità di bilanciamento tra tutte le aziende del proprio portfolio.
- Il cliente che partecipa a un programma di Demand Response modula i propri consumi di conseguenza (in questo caso, riducendo i consumi).
- L'aggregatore rende disponibile la modulazione all'operatore di rete.
- La rete viene nuovamente bilanciata.
- Il cliente riceve la remunerazione concordata in fase di contrattualizzazione.

Grazie alla partecipazione a un programma di Demand Response tramite un aggregatore l'azienda potrà godere di tutta una serie di benefici che vanno dalla massimizzazione dei profitti, alla semplificazione delle operazioni di campo e del day-by-day operativo, senza dimenticare la semplificazione della gestione di tutte le pratiche amministrative e burocratiche nei confronti di Terna.

Perché il Demand Response conviene: i vantaggi per le aziende

L'azienda che partecipa a un programma di Demand Response può rispondere alle esigenze della rete, immettendo o prelevando energia. Questo le garantisce una remunerazione fissa per la disponibilità (aggiudicata tramite asta) e una remunerazione variabile (proporzionale alla richiesta di energia) in caso di richiesta di modulazione. Il Demand Response, poi, contribuisce a rendere la rete più stabile. Ciò significa che l'azienda che partecipa al DR ne guadagna in stabilità della fornitura di energia, spe-

cialmente nei periodi di picco di domanda, facendo così in modo che la produzione non ne risenta e possa continuare senza alcun tipo di problema o inconveniente.

I vantaggi ci sono anche in termini di sostenibilità. Partecipando a un programma di DR, l'azienda aiuta il sistema a incorporare sempre più sistemi di produzione di energia da fonti rinnovabili. Significa che il sistema comincia a produrre e consumare sempre più energia sostenibile, con conseguente diminuzione o azzeramento di immissione di CO2 nell'ambiente, acquisendo una maggiore consapevolezza del proprio livello di flessibilità energetica. Ciò la porta, di conseguenza, a capire in che modo poter ottimizzare ed efficientare i propri consumi energetici. Infine, con l'adesione a un programma di Demand Response, l'azienda diventa una protagonista attiva della rete elettrica nazionale, contribuendo a instaurare in circolo virtuoso che porta ulteriori benefici a tutti i partecipanti.

Tutti questi vantaggi possono essere racchiusi in un concetto: con il Demand Response, l'energia diventa un'opportunità di crescita per l'azienda, sia dal punto di vista economico sia dal punto di vista della sostenibilità.

Un ecosistema completo e integrato

Enel X è un Balance Service Provider presente in 15 Paesi, con più di 9 GW di capacità flessibile gestita e più di 60 programmi di DR a livello globale. In Italia

è il principale operatore, contribuendo alla stabilità della rete elettrica con programmi di flessibilità per oltre 600 MW. Ai clienti che vogliono entrare nel mondo del Demand Response, Enel X propone programmi di modulazione ideati e implementati sulle esigenze e sulle caratteristiche del cliente.

I clienti avranno a disposizione la piattaforma x Flex di Enel X: la piattaforma cloud-based aggrega molteplici energy asset in modo integrato, massimizzando l'efficienza energetica e la monetizzazione per i clienti. Questo permette a Enel X di erogare il servizio di Demand Response in maniera scalabile e flessibile.

L'approccio adottato da Enel X va oltre il Demand Response. I clienti possono accedere a un ecosistema di soluzioni integrate che guardano l'azienda nella sua complessità e puntano a ottimizzare il costo dell'energia, ridurre sia i costi sia i rischi, sfruttare al meglio le evoluzioni del sistema e, infine, raggiungere gli obiettivi di sostenibilità. L'ecosistema include soluzioni come pannelli fotovoltaici per la produzione di energia, sistemi di energy storage, ***cogenerazione e trigenerazione***.

Le aziende italiane possono così gestire l'energia in maniera più sostenibile ed efficiente, ricavare un guadagno economico e contribuire in maniera attiva alla decarbonizzazione e alla stabilità della rete. Ecco perché Enel X punta a promuovere il Demand Response semplificandone l'accesso e offrendo soluzioni personalizzabili basate unicamente sulle necessità del cliente.



La flessibilità delle risorse energetiche distribuite in Australia

..... Ilaria Barletta, Advisor per le politiche Energetiche presso l'Australian Energy Market Commission

Il mercato dell'energia elettrica in Australia – noto in casa come il National Electricity Market (NEM) – si fonda su una delle reti elettriche più lunghe e meno dense al mondo, con 40.000 chilometri di linee di trasmissione che connettono gli stati del Sud e dell'Est dell'Australia.

La rete elettrica australiana è alle prese con una trasformazione del suo mix energetico senza precedenti. Si prevede che il 60% (8 GW) della capacità produttiva corrente degli impianti a carbone, il monarca storico dei combustibili fossili australiani, venga ritirata dal mercato entro il 2030. Questo significa costruire nuova capacità produttiva in tempo per l'uscita di scena del principale fornitore del carico di base della rete.

Il settore energetico australiano riconosce sempre più il ruolo chiave dei consumatori e delle loro risorse energetiche, puntando

su pannelli fotovoltaici sui tetti, pompe di calore e veicoli elettrici, per contribuire al raggiungimento di un'energia sicura, pulita e a basso costo. Affinchè questo insieme di piccoli, ma numerosi generatori o carichi distribuiti, possano partecipare al mercato dell'energia così come un comune generatore convenzionale, e trarne beneficio (con risparmi di costo o ricavi aggiuntivi), è necessario che essi siano dotati di tecnologie che rendano i loro carichi (o il loro profilo di generazione) flessibili.

Nel settore residenziale, esempi di risorse energetiche flessibili sono i pannelli fotovoltaici con invertitori intelligenti – in grado di variare i flussi di elettricità esportati a seconda di limiti locali e dinamici della rete, auto elettriche con caricatori intelligenti, caldaie elettriche con termostato smart, pompe di calore, e batterie. In ambito industriale e commerciale, essi variano dalle pompe

per impianti di irrigazione, sistemi di HVAC (Heating, Ventilation, and Air Conditioning), alla cogenerazione, fino alla possibilità di mettere in pausa alcuni processi produttivi – come per il caso delle fonderie di alluminio – senza penalità economiche.

A dimostrazione dell'importanza del ruolo dei consumatori, gli enti regolatori e i vari attori di mercato in Australia da tempo chiamano le risorse energetiche usate dai consumatori Consumer Energy Resources (CER)². La scelta di questo linguaggio è un riconoscimento dei diritti che i consumatori possiedono sul libero utilizzo del proprio asset. Ad esempio, un consumatore che possiede un veicolo elettrico vorrebbe trovarlo carico sino a un livello adeguato per il

tragitto casa-lavoro se il veicolo viene utilizzato da un programma di aggregazione che stabilizza la rete elettrica.

Quando i CER sono equipaggiati di tecnologie intelligenti, essi possono spostare e modulare la loro domanda giornaliera (rendendola flessibile), ricevendo un ritorno economico per servizi di demand response nel mercato o in risposta alle condizioni operative della rete. Ad esempio, il demand response consente di spostare carichi elettrici (per esempio attivando un gruppo di caldaie elettriche 'in concerto') da periodi di picco di domanda a periodi dove la rete si trova in condizioni di domanda minima (esempio in Figura 1) a metà giornata e con tariffe convenienti.

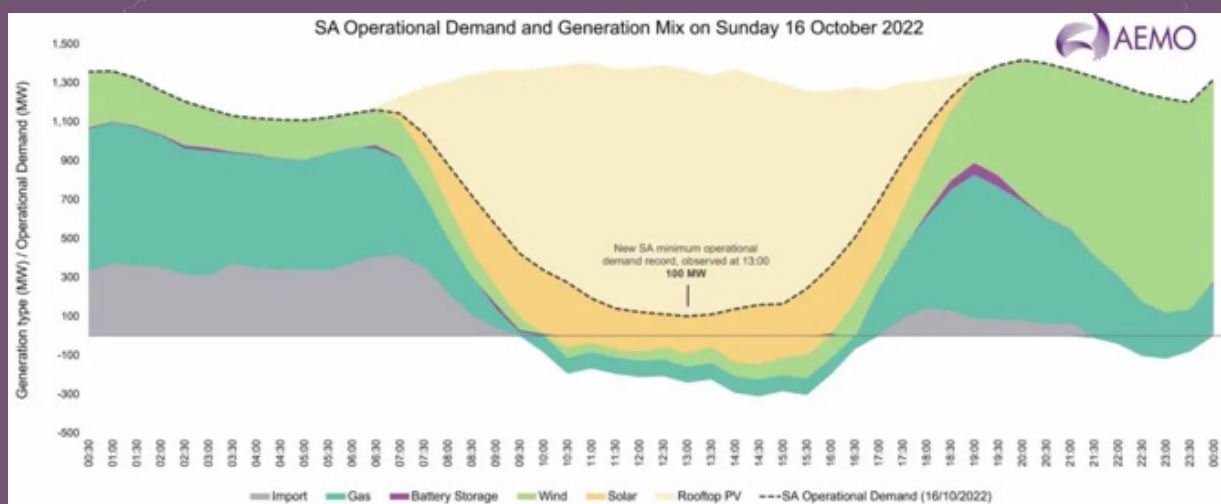


Figura 1: Domanda operativa (ovvero visibile dall'operatore di mercato) e mix di generazione nello stato dell'Australia meridionale il 16 Ottobre 2022. Questo giorno ha rappresentato un caso estremo di domanda giornaliera minima. Fonte: Australian Energy Market Operator (AEMO).

¹ Gli stati che formano il National Electricity Market sono il Nuovo Galles del Sud (New South Wales), Queensland, lo stato dell'Australia Meridionale (South Australia), Victoria e la Tasmania. Lo stato dell'Australia Occidentale (Western Australia) e il Territorio del Nord (Northern Territory) non sono connessi con il NEM, e dispongono dei loro sistemi energetici e disposizioni regolamentari differenti.

² Invece del più comune 'Distributed Energy Resources (DER)'

Un'altra modalità di demand response è il cosiddetto 'peak shaving', dove i consumi di energia elettrica dalla rete durante le ore di picco vengono ridotti o evitati completamente, per esempio attraverso una batteria.

Una delle esigenze critiche del sistema energetico australiano del futuro è la capacità di aggregare risorse distribuite e trasformarle in capacità produttiva programmabile, come quella di una grande batteria. Nello scenario principale di pianificazione di sistema al costo minimo, l'operatore di mercato AEMO (Australian Energy Market Operator) prevede che nel 2050 ben tre quarti della capacità programmabile provenga dai sistemi di accumulo virtuale di risorse di stoccaggio (come nelle Virtual Power Plants, VPP) da parte di aggregatori (Figura 2).

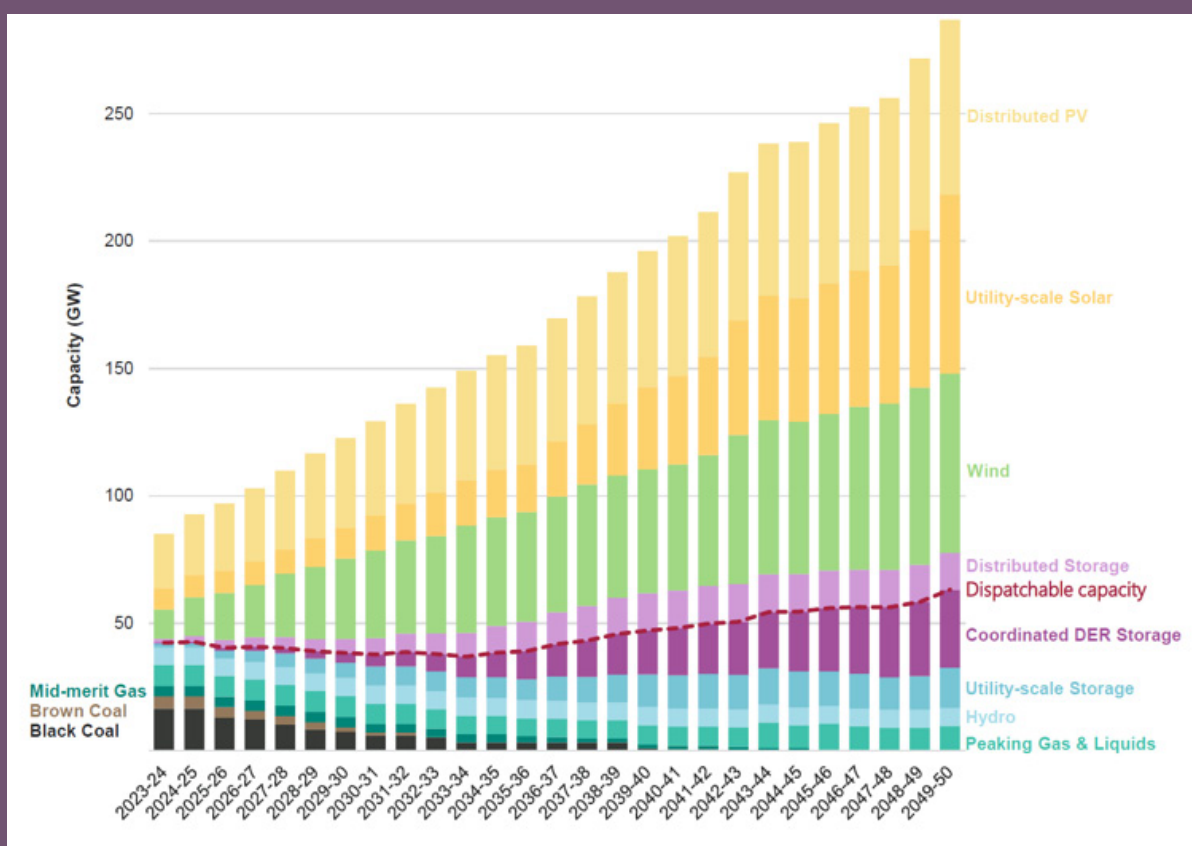


Figura 2: Mix di capacità produttiva del National Electricity Market secondo lo scenario di pianificazione formulato nel 2022. Fonte Australian Energy Market Operator (AEMO).

È difficile prevedere se le VPP e i programmi di demand response raggiungeranno volumi così importanti. Al momento, chi sceglie di partecipare ad una VPP è chiamato a bilanciare innovazione tecnologica con l'insorgenza di rischi propri di un mercato ancora in evoluzione.

Politiche energetiche

Le politiche energetiche devono garantire che l'innovazione che funziona si diffonda su larga scala e acceleri la traiettoria verso la decarbonizzazione. Questa missione richiede un sostanziale sforzo collaborativo tra enti regolatori, operatore di mercato, rivenditori e fornitori di energia elettrica, innovatori e consumatori.

L'operatore di mercato AEMO ha proposto all'autorità australiana legislatrice del mercato dell'energia (Australian Energy Market Commission – AEMC) un meccanismo volontario chiamato 'Scheduled Lite' secondo il quale i CER sarebbero incentivati a far parte del processo di dispacciamento nella centrale operativa. Questo meccanismo assicurerebbe una migliore capacità di previsione e dispacciamento dei carichi distribuiti. La proposta è tuttora in fase di analisi. Scheduled Lite potrebbe essere supportato da una riforma parallela (anche essa in fase di consultazione), secondo la quale i carichi flessibili possono essere misurati da un contatore separato dalla connessione di rete principale. Questa proposta, dal nome Unlocking CER Benefits through Flexible Trading darebbe la possibilità al consumatore di stipulare tariffe diverse per risorse diverse (ad esempio, una tariffa conveniente dedicata all'auto elettrica o alla pompa di calore).

C'è lavoro da fare anche per le imprese commerciali e industriali. Le grandi utenze (>100MWh all'anno) possono accedere al meccanismo del Wholesale Demand Reponse (WDRM), ma esso ha

requisiti di idoneità limitati che escludono utenze commerciali più piccole. Il meccanismo premia la riduzione della richiesta di elettricità dalla rete elettrica sulla base di riferimento predefinito dei consumi tipici dell'utenza invece che da un segnale 'puro' di mercato. Questo significa che il fornitore di questo servizio è, per esempio, incentivato a consumare energia solare prodotta in sito per alimentare la domanda di un impianto di refrigerazione o sospendere il pompaggio e riprenderlo in un secondo momento. Ad oggi, il meccanismo di demand response ha un solo fornitore: Enel X, con 66 MW.

L'emergenza di queste riforme, o l'esigenza di nuove riforme, attestano che la sola flessibilità non basta. Il prerequisito per la partecipazione dei CER nel mercato è che essi siano esposti ai dati e ai segnali del mercato e che tali segnali siano efficaci nell'incentivare l'utilizzo della capacità flessibile.

Che si tratti di primi utilizzatori, consumatori vulnerabili o piccole imprese che vogliono ridurre la propria impronta di carbonio, il National Electricity Market e il mercato al dettaglio dovranno essere preparati a soddisfare le esigenze energetiche di ognuno di questi consumatori in maniera equa, accessibile, integrata e soprattutto pronta ad innovare. Questo principio è la colonna portante di un mercato dove la domanda è tanto importante quanto l'offerta.



Riciclo dei pannelli fotovoltaici in silicio cristallino

..... Marco Tammaro, Responsabile del Laboratorio ENEA Tecnologie per il Riutilizzo, il Riciclo, il Recupero e la valorizzazione di Rifiuti e Materiali

Il solare fotovoltaico sta diventando una fonte di energia alternativa sempre più importante. Infatti, è la terza tecnologia di energia rinnovabile in termini di produzione di elettricità, dopo l'energia idroelettrica e l'eolico terrestre (1). Alla fine del 2019, la capacità fotovoltaica installata a livello globale era circa 627 GW e la sua quota nella produzione di energia elettrica superava il 3% a livello mondiale e ammontava a circa il 5% nell'Unione Europea (IEA-PV) (2). Nel 2022, in Italia, si registrano 25.064 MW di potenza installata (3).

Questa notevole crescita della capacità fotovoltaica è associata a un numero sempre maggiore di impianti fotovoltaici che, nei prossimi anni, si trasformeranno in un'enorme quanti-

tà di rifiuto da trattare. Nel 2016 sono state generate circa 45.000 tonnellate di rifiuti fotovoltaici a livello globale e, secondo l'Agenzia IRENA, la quantità di rifiuti fotovoltaici raggiungerà 1,7-8 milioni di ton entro il 2030 e 60-78 milioni di ton entro il 2050 (4).

Inoltre, i pannelli fotovoltaici (PV) a fine vita, se non gestiti correttamente, possono rappresentare una minaccia per la salute umana e l'ambiente (5; 6). Infatti, contengono sostanze pericolose come piombo, cadmio, cromo e nichel (7; 8).

Il tema del riciclo dei PV è senza dubbio un punto di contatto tra Comunità Energetiche ed Economia Circolare. Quella che oggi è una grande opportu-

nità per la transizione energetica del nostro Paese deve infatti trasformarsi in una ancor più grande occasione per il trattamento sostenibile del "fine vita" di queste vere e proprie miniere di materiali preziosi e utili per futuri impieghi.

I PV contengono materiali convenzionali, come vetro, materie critiche, come alluminio (Al), e strategiche, come il rame (Cu), oltre a metalli preziosi, come l'argento (Ag), ed ovviamente il silicio (Si). Questi materiali potrebbero essere recuperati e riutilizzati in diverse catene di produzione o essere reimmessi nel settore fotovoltaico (9), ottenendo una riduzione dell'utilizzo delle risorse naturali e sostenendo la crescente quantità di installazioni solari in linea con i principi dell'economia circolare (10).

Si stima che, nell'area dell'Unione Europea, la quantità di Si necessario per il settore fo-

tovoltaico dovrebbe aumentare da 33 kton, nel 2015, a 235 kton, nel 2030 (11). Il recupero di materiali ad alta intensità energetica, quali Si ed Al, comporta un consumo di energia inferiore a quella necessaria per l'estrazione. Ad esempio, la produzione di Al riciclato richiede solo 1/20 dell'energia del corrispondente materiale vergine, pur avendo la stessa qualità (12). Di conseguenza, con il riciclo diminuiscono anche le emissioni di carbonio associate alla produzione di energia e, quindi, l'impatto ambientale complessivo della tecnologia fotovoltaica risulta minore (12; 5).

In Italia, basandoci sui dati relativi all'evoluzione della potenza installata negli ultimi decenni, e tenendo conto che per ogni MW installato si valuta che si producono all'incirca 80 ton di rifiuto, possiamo avere una stima dell'andamento dei rifiuti fotovoltaici in Italia per i prossimi anni, ipotizzando una durata media dei pannelli di 25 anni (Fig. 1)

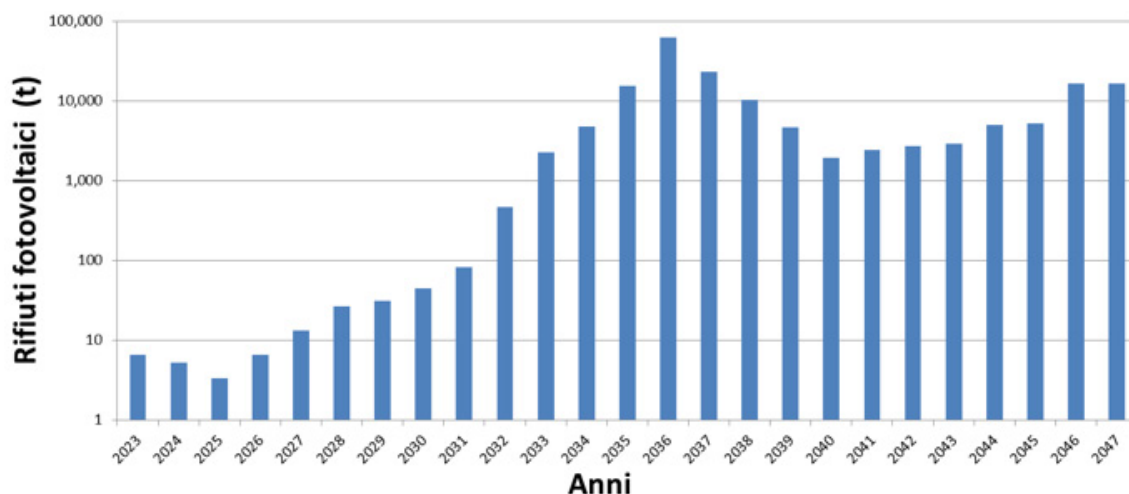


Figura 1. Stima della quantità di rifiuti fotovoltaici prodotti in Italia nei prossimi 25 anni (elaborazione da fonti varie)

Incrociando i suddetti dati con la tipica composizione di un pannello fotovoltaico in silicio cristallino (c-Si), è possibile tirare fuori una previsione delle quantità di alcuni materiali recuperabili dai rifiuti fotovoltaici nei prossimi decenni, solo in Italia.

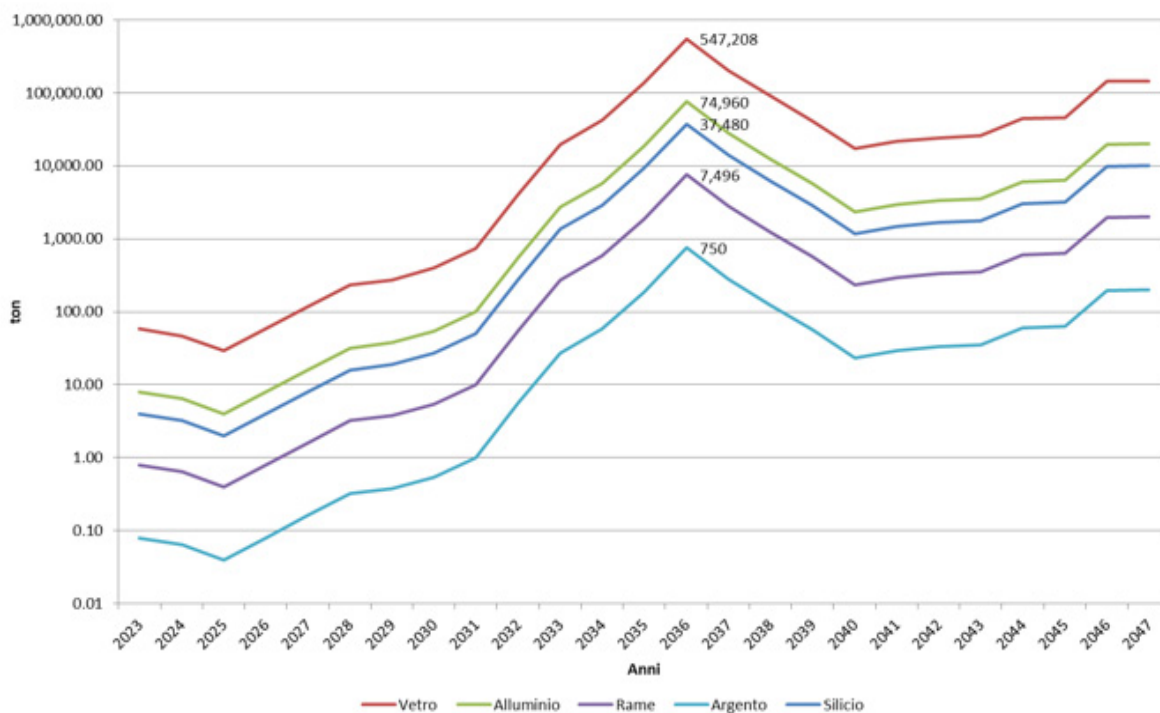


Figura 2. Stima delle quantità di alcuni materiali presenti nei rifiuti fotovoltaici in Italia nei prossimi decenni, con ipotesi di durata dei pannelli di 25 anni (elaborazione da fonti varie)

Lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici è regolato dal D.Lgs n. 49/2014 e s.m.i. che recepisce la Direttiva 19/2012/UE. Sono queste norme ad aver identificato i rifiuti fotovoltaici come RAEE, un aspetto fondamentale che ha permesso di iniziare a trattarli correttamente, stabilendo le percentuali di recupero.

La normativa prevede l'obbligo di raggiungere almeno l'85% in peso di recupero. Un valore che può essere raggiunto principalmente mediante il recupero del vetro e della cornice in alluminio in quanto i pannelli sono costituiti per il 70% da vetro e per il 15% dalla cornice. Il restante 15% è quello su cui la ricerca si concentra maggiormente poiché è quello che contiene altri metalli importanti, ovvero la parte più preziosa e che ha anche richiesto un maggior dispendio di energia in fase di produzione.

Quindi, recuperando solo il vetro e la cornice in alluminio, sarebbe possibile ottenere

gli obiettivi fissati dalla Direttiva. Tuttavia, il processo di riciclo del fotovoltaico può diventare ancora più economicamente ed ambientalmente sostenibile, se vengono recuperati altri materiali di valore, come Si, Ag e Cu. Attualmente, la tecnologia fotovoltaica basata sul silicio cristallino è la più diffusa in tutto il mondo (13). Pertanto, la maggior parte dei rifiuti fotovoltaici deriva da questa tipologia di pannelli.

Negli ultimi anni sono stati sviluppati vari metodi di riciclo volti al recupero di diversi materiali, oltre a vetro e Al (14). In Italia ci sono, attualmente, diverse aziende specializzate nel riciclo di RAEE che offrono come servizio il trattamento dei pannelli fotovoltaici. Nella maggior parte dei casi si tratta di processi di tipo meccanico (quindi triturazione e vibrovagliatura per separare i componenti) poiché consolidati e applicati anche su altre tipologie di RAEE.

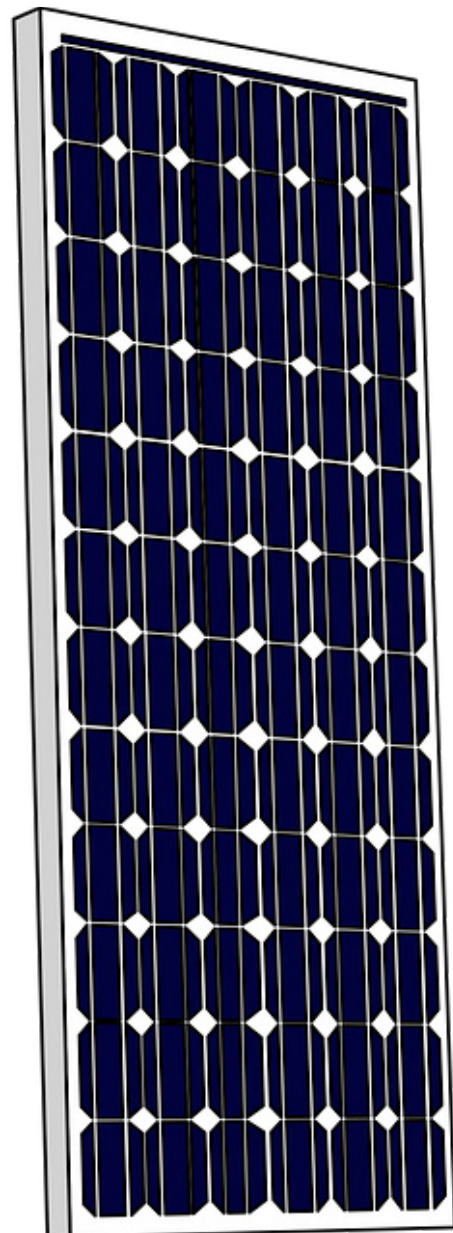
Dal punto di vista della ricerca, è importante

sottolineare che è fondamentale sviluppare metodi innovativi e sostenibili per il riciclo. Il Dipartimento SSPT di ENEA è impegnato da diversi anni in un approccio integrato con cui recuperare il più possibile del rifiuto fotovoltaico, in ottica di Economia Circolare. Di seguito alcuni esempi di attività svolte nel settore del riciclo dei PV.

- Con il progetto RESIELP, (finanziato da European Institute of Innovation and Technology, EIT, RawMaterials), SSPT ha contribuito a realizzare in Italia un prototipo per il recupero di sostanze preziose come Si e Ag, nonché di materiali come vetro, Al e Cu, dai PV c-Si. Il processo sviluppato è stato valutato anche sotto il punto di vista dell'impatto Ambientale (15).
- Con il progetto IEMAP (finanziamento Programma Mission Innovation) SSPT ha realizzato un prototipo per il trattamento dei pannelli fotovoltaici in silicio cristallino basato su un brevetto ENEA-Beta-Tech Srl. Si tratta di un processo che si può definire "termico light" perché l'obiettivo è quello di distruggere il meno possibile e recuperare il più possibile, anche l'EVA ed il backsheet. Con questo brevetto si punta infatti a recuperare il 100% dei componenti principali dei pannelli e a farlo con bassi consumi energetici e con scarse emissioni gassose.
- Di recente, (finanziamento HORIZON – IA), è stato finanziato il progetto EVERPV, grazie al quale si implementerà ulteriormente il processo brevettato, oltre a sviluppare procedure idrometallurgiche per ottimizzare il recupero dell'argento e del rame.
- Con il progetto PARSIVAL (finanziamento EIT RawMaterials), si vogliono porre le basi per la realizzazione di una catena di valore per il refurbishment dei pannelli dismessi da destinare ad una seconda vita, e il recupero e riutilizzo di materiali critici

dai pannelli non più riutilizzabili. Si svilupperà nella Regione Puglia, che è la prima regione italiana per potenza fotovoltaica installata (2.9 GW).

In conclusione, è probabile che in futuro non esisterà un'unica soluzione tecnologica per il trattamento dei pannelli fotovoltaici a fine vita, ma diverse, separate o in combinazione fra loro, in modo da tener conto delle peculiarità di questo particolare RAEE. In ogni caso lo scopo dovrà essere quello di recuperare il più possibile ed in modo sostenibile.



Bibliografia

1. Bahar, H., Bojek, P., 2020. Solar PV Tracking report :
a. <https://www.iea.org/reports/solar-pv#tracking-progress>
2. IEA-PVPS, 2020. Task 1- 37:2020. Strategic PV Analysis and Outreach – 2020 Snapshot of Global PV; Markets. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/04/IEA_PVPS_Snapshot_2020.pdf
3. GSE, Rapporto statistico solare fotovoltaico 2022; https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/GSE%20-%20Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202022.pdf
4. IRENA and IEA-PVPS (2016), "End-of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels" International Renewable Energy Agency and International Energy Agency Photovoltaic Power Systems. https://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_ieapvps_end-oflife_solar_pv_panels_2016.pdf
5. Deng, R., Chang, N.L., Ouyang, Z., Chong, C.M., 2019. A techno-economic review of silicon photovoltaic module recycling. *Renew. Sust. Energ. Rev.* 109, 532–550. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.020>
6. Tammamo, M., Rimauro, J., Fiandra, V., Salluzzo, A., 2015. Thermal treatment of waste photovoltaic module for recovery and recycling: experimental assessment of the presence of metals in the gas emissions and in the ashes. *Renew. Energy* 81, 103-112. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.014>
7. Aryan V., Font - Brucart M., Daniel Maga D., 2018. A comparative life cycle assessment of end- of- life treatment pathways for photovoltaic backsheets. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 26, 443 – 459. <https://doi.org/10.1002/pip.3003>
8. Tammamo, M., Salluzzo, A., Rimauro, J., Schiavo, S., Manzo, S., 2016. Experimental investigation to evaluate the potential environmental hazards of photovoltaic panels. *J. Hazard. Mater.* 306, 395-405. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jhazmat.2015.12.018>
9. Raw Material Information System (RMIS), 2020. <http://rmis.jrc.ec.europa.eu/?page=policies-and-definitions-2d5b5e>
10. Faircloth, C.C., Wagner, K.H., Woodward, K.E., Rakkwamsuk, P., Gheewala, S.H., 2019. The environmental and economic impacts of photovoltaic waste management in Thailand. *Resour. Conserv. Recycl.* 143, 260–272. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2019.01.008>
11. European Commission (EC), 2018. Commission Staff Working Document – Report on Critical Raw Materials and the Circular Economy. SWD (2018) 36 final.
12. FIRE - Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia. Guida al fine vita degli impianti fotovoltaici. <https://www.fire-italia.org/prova/wp-content/uploads/2014/03/Guida-al-fine-vita-degli-impiantifotovoltaici.pdf>
13. Xu, Y., Li, J., Tan, Q., Peters, A.L., Yang, C., 2018. Global status of recycling waste solar panels: A review. *Waste Manag.* 75, 450–458. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2018.01.036>
14. Pagnanelli, F., Moscardini, E., Granata, G., Abo Atia, T., Altimari, P., Havlik, T., Toro, L., 2017. Physical and chemical treatment of end of life panels: An integrated automatic approach viable for different photovoltaic technologies. *Waste Manag.* 59, 422.-431 <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2016.11.011>.
15. Ansanelli G., Fiorentino G., Tammamo M., Zucaro A., A Life Cycle Assessment of a recovery process from End-of-Life Photovoltaic Panels May 2021 *Applied Energy* 290(4):116727 DOI:10.1016/j.apenergy.2021.116727

La sfida della decarbonizzazione

Dario Di Santo, Direttore FIRE

Recentemente è stato pubblicato il Sesto *Assesment Report* dell'IPCC. In particolare, emerge che lo scenario futuro si è fatto ancora più cupo e la necessità di intervento ancora più impellente. Forse anche per questo non se n'è praticamente parlato sui media. Eppure, l'Italia è il Paese industrializzato che più andrà a perdere dalle trasformazioni in atto. L'impatto sull'agricoltura e sull'industria agroalimentare, così come sulle risorse naturali e sul turismo, rischia infatti di essere devastante. Ma forse, come appare dalla tanto discussa campagna sul turismo con protagonista la Venere di Botticelli, ancora si pensa che la gente si sposti solo per vedere monumenti e musei. Temo che non sarà un bel risveglio. Quello che lo stato del clima dovrebbe suggerirci è di fare di tutto per cercare di rallentare questo disastro. La ricetta la conosciamo da decenni: usare meglio l'energia, responsabile di oltre il 70% delle emissioni climalteranti globali. Dunque, parliamo di efficienza energetica, fonti rinnovabili, altre soluzioni a basso impatto carbonico oggi disponibili, ultimi ma forse più importanti, cambiamento degli stili di vita e dei modelli di business e introduzione sul mercato di prodotti e servizi che incorporino i vari criteri di sostenibilità.

L'OSSERVATORIO

La sfida della decarbonizzazione è per noi fondamentale e siamo il Paese a cui più conviene condurla, per salvarci e per avere imprese competitive nel futuro. A prescindere dal risultato globale sul contenimento dei gas serra, infatti, ci prenderemmo tutti i benefici in termini di riduzione dei costi delle bollette dei singoli e dello Stato, aumento della sicurezza del sistema energetico, diminuzione della dipendenza dall'estero, benessere e produttività.

Invito dunque le imprese a chiedersi quanto e come pesino sulla loro visione il cambiamento climatico e le sue conseguenze pratiche. Quanto questo ha modificato la loro missione, le loro strategie e le proposte di valore dei loro prodotti e servizi? Sono domande importanti a cui dedicare tempo. E che purtroppo non sono scontate.

Le materie prime, le fonti energetiche e l'acqua che oggi utilizziamo non saranno garantite nelle quantità attuali; ci stiamo attrezzando per tenerne conto? Apparentemente non ce ne siamo accorti. A giudicare dalle fiere e dai convegni, i problemi energetici dovremmo, infatti, risolverli con idrogeno e comunità energetiche. Il primo non solo ha un costo energetico folle rispetto ad altri vettori, ma per essere prodotto richiede acqua (o idrocarburi e cattura e sequestro della CO₂, ma anche in questo caso se ne giustificerebbe l'uso per alcuni

processi carbon intensive). Acqua che presumibilmente non avremo a sufficienza nemmeno per coltivare, produrre e raffreddare, figuriamoci per usi energetici non efficienti. Le comunità daranno un contributo, ma difficilmente cambieranno il panorama energetico se non attivando servizi legati alla riduzione della domanda di cui al momento nessuno parla. Molto fumo, poco arrosto.

È ora di uscire da una visione distorta per abbracciare la realtà e costruire quello che ci serve per farlo al meglio. Partendo dalla consapevolezza che c'è una miniera di opportunità a basso costo legate a sprechi, usi impropri, impianti gestiti in modo non corretto e stand-by su cui agire per ottenere risultati consistenti. Si possono anzi proporre queste opportunità insieme a quelle più costose, basate sull'adozione di tecnologie più efficienti e di sistemi di generazione e accumulo, per conseguire degli indicatori economici di investimento ottimali.

Oltre al ruolo trainante e fondamentale delle imprese – a partire dal settore industriale, molto più avanti su questi temi – sarà inoltre importante potere contare su politiche che promuovano efficientemente ed efficacemente le soluzioni che più ci aiutano a decarbonizzare. Da questo punto di vista è essenziale che si tenga conto almeno degli ambiti (scope) 1 e 2, ossia non solo delle emissioni prodotte a livello lo-

cale, ma anche di quelle incorporate nei vettori energetici consumati. Questo eviterebbe delle distorsioni di mercato, come avviene oggi per la cogenerazione ad alto rendimento, penalizzata da Emission trading scheme e tassonomia nonostante i benefici prodotti, non solo in termini di riduzione della CO₂. Non a caso sul tema FIRE ha promosso un appello alle Istituzioni competenti, cofirmato da alcune delle principali associazioni coinvolte. Il tema è stato inoltre trattato nella recente pillola per i nostri associati sulla cogenerazione e la CO₂.

Ad ogni modo ad oggi l'unica misura per l'efficienza energetica che premia proporzionalmente la riduzione delle emissioni sono i certificati bianchi, per quanto si potrebbe migliorare in tal senso, come proposto da FIRE anche di recente ([vedi documento](#)). Le detrazioni fiscali e il conto termico mettono al contrario sullo stesso

piano soluzioni con capacità di decarbonizzazione molto diverse e non stimolano il miglioramento del risparmio energetico, essendo l'incentivo disgiunto dalle prestazioni conseguite. Sarà perché è più virtuoso che lo schema dei certificati bianchi giace negletto, mentre tutti si occupano di prolungare, non di migliorare come da noi proposto più volte in questi anni (ad esempio nel convegno di gennaio organizzato con il Coordinamento FREE), una misura inefficiente ed inefficace come il superbonus. La decarbonizzazione è davvero una sfida difficile da vincere, ma, come dice l'IPCC, si può vincere con le soluzioni oggi disponibili sul mercato. A patto di decidere di utilizzarle e di spendere bene le poche risorse disponibili. Continueremo a batterci in questo senso grazie al contributo dei nostri associati (non lo siete ancora? Perché non farci un pensierino? Vi lascio qui il link <https://fire-italia.org/chi-siamo/mission/>



Quadro riassuntivo delle ultime novità in tema di Superbonus e altri bonus edilizi

Il Decreto Cessioni in materia crediti edilizi
(Superbonus e altri crediti)

..... Marco Nichele e Svenja Bartels avvocati di Rödl & Partner



Con il Decreto Legge n. 11/2023 (c.d. "Decreto Cessioni"), recentemente convertito con modificazioni con Legge del 11 aprile 2023, n. 38 ("Legge di Conversione"), è stata cancellata, nell'ambito del Superbonus e tutte le altre tipologie di bonus edilizi la possibilità di effettuare l'esercizio delle opzioni in alternativa alla detrazione, ossia sconto in fattura e cessione del credito.

Il blocco delle opzioni alternative alla detrazione diretta non riguarda gli interventi edilizi agevolati che, antecedentemente al 17 febbraio 2023 (data di entrata in vigore del Decreto Cessioni), erano in possesso dei seguenti requisiti:

Per interventi Superbonus:

- in caso di interventi effettuati su mini-condomini in "mono proprietà" e gli unifamiliari, risulti presentata la comunicazione di inizio lavori asseverata (c.d. CILA-S);
- nel caso di interventi effettuati dai condomini, risulti adottata la delibera assembleare che ha approvato l'esecuzione dei lavori e risulti presentata la CILA-S;
- in caso di interventi comportanti la demolizione e la ricostruzione degli edifici, risulti presentata l'istanza per l'acquisizione del titolo abilitativo.
- Trattasi di interventi realizzati nei comuni territori colpiti da eventi sismici verificati dal 1/4/2009, e in quelli danneggiati dagli eventi metereologici verificatisi a partire del 15/9/2022 per i quali è stato dichiarato lo stato di emergenza;
- trattasi di interventi realizzati da IACP, dalle cooperative di abitazione a proprietà indivisa, nonché dalle organizzazioni non lucrative di utilità sociale o dalle organizzazioni di volontariato;
- trattasi di interventi volti al superamento e all'eliminazione di barriere architettoniche (c.d. Bonus Barriere Architettoniche).
- Per le altre tipologie di bonus edilizi:
- risulti presentata la richiesta del titolo abilitativo, ove necessario;
- per gli interventi per i quali non è prevista la presentazione di un titolo abilitativo, siano già iniziati i lavori, oppure sia già stato stipulato un accordo vincolante tra le parti per la fornitura dei beni e dei servizi oggetto dei lavori, da attestarsi fornendo evidenza del versamento di acconti o, in mancanza, mediante dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà, resa sia dal cedente o committente sia dal cessionario o prestatore;
- risulti presentata la richiesta di titolo abilitativo per l'esecuzione dei lavori edilizi, con riguardo alle agevolazioni per gli interventi relativi (i) alla realizzazione di autorimesse o posti auto pertinenziali anche a proprietà comune, (ii) al restauro e risanamento conservativo e di ristrutturazione edilizia riguardanti interi fabbricati, eseguiti da imprese di costruzione o ristrutturazione immobiliare e da cooperative edilizie che provvedano alla successiva alienazione o assegnazione dell'immobile, entro 18 mesi dalla data di termine dei lavori, (iii) a interventi di restauro e risanamento conservativo e di ristrutturazione edilizia riguardanti interi fabbricati o per interventi realizzati nei comuni ricadenti nelle zone classificate a rischio sismico 1, 2 e 3, allo scopo di ridurre il rischio sismico.

La Circolare 13/E dell'Agenzia delle Entrate del 13 giugno 2023

Con riguardo all'ammontare della detrazione, va ricordato che, ai sensi della Legge di Bilancio del 2023, la misura della detrazione è la seguente:

- in caso di interventi realizzati su edifici plurifamiliari (e assimilabili):

- 110 per cento per tutto il 2023, in caso di: interventi diversi da quelli effettuati dai condomini con comunicazione di inizio lavori asseverata (c.d. CILA-S) presentata al 25 novembre 2022; interventi effettuati dai condomini con delibera assembleare adottata entro il 18 novembre 2022 e dichiarazione sostitutiva CILA-S presentata entro il 31 dicembre 2022; interventi effettuati dai condomini con delibera assembleare adottata tra il 19 e il 24 novembre 2022 e dichiarazione sostitutiva CILA-

5 presentata entro il 25 novembre 2022; interventi di demo-ricostruzione con istanza presentata entro il 31 dicembre 2022;

- 70 per cento nel 2024;
 - 65 per cento nel 2025.
- Per interventi eseguiti su edifici unifamiliari (e assimilabili):
- 110 per cento per il 2022, con possibilità di conclusione dei lavori entro il 30 settembre 2023, a condizione che sia stato completato almeno il 30 per cento dei lavori totali entro il 30 settembre 2022;
 - 90 per cento per tutto il 2023, nel caso sussistano le seguenti condizioni: l'abitazione sia adibita ad abitazione principale, il contribuente abbia un reddito di riferimento non superiore ai 15.000 Euro; il contribuente abbia diritto reale di godimento (proprietà, usufrutto, ecc.).



- a. Rispetto agli interventi sugli edifici plurifamiliari (e assimilati), nella circolare sopra richiamata l'Agenzia delle Entrate ha statuito che la mancata presentazione della CILA nei termini sopra evidenziati non consente al contribuente di accedere al vecchio regime del 110. Le deroghe fissate dalla Legge di Bilancio sono dunque tassative.
- b. Un altro chiarimento riguarda la norma di interpretazione autentica, introdotta dal Decreto Cessioni, secondo la quale la presentazione di un progetto in variante alla CILA, o al diverso titolo abilitativo richiesto in ragione della tipologia di intervento edilizio da eseguire, non incide sul rispetto dei termini previsti dalla Legge di bilancio 2023 al fine di rientrare nel vecchio regime normativo del 110. A tal riguardo, l'Agenzia delle Entrate ha chiarito, a titolo esemplificativo, che non rilevano sul rispetto dei termini non solo le modifiche o integrazioni del progetto iniziale ma anche la variazione dell'impresa incaricata dei lavori o del committente degli stessi, nonché la previsione della realizzazione di interventi trainanti e trainati rientranti nel Superbonus, non previsti nella CILA presentata ad inizio dei lavori.
- c. Rispetto agli interventi sugli edifici unifamiliari (e assimilati), l'Agenzia delle Entrate ha chiarito che chi rientra nei termini per usufruire della detrazione nella misura del 110 per cento, per le spese sostenute successivamente alla deadline finale del 30 settembre 2023 potrà avvalersi delle detrazioni spettanti per interventi di efficienza energetica (c.d. Ecobonus) ovvero antisismici (c.d. Sismabonus) nonché della detrazione delle spese per interventi di recupero del patrimonio edilizio (c.d. Bonus casa), nei limiti e alle condizioni previsti dalla normativa di riferimento.
- d. Per quanto riguarda coloro che rientrano nel nuovo regime relativo agli edifici unifamiliari (e assimilati), l'Agenzia delle Entrate ha specificato che il requisito, previsto dalla normativa, di sussistenza del diritto di proprietà o la titolarità di un diritto reale di godimento sull'unità immobiliare oggetto degli interventi deve riferirsi al momento di inizio dei lavori. Tale requisito non riguarda coloro che al 30 settembre 2022 avevano realizzati almeno il 30 per cento degli interventi (rientranti, dunque, nel vecchio regime), per i quali gli interventi continuano ad essere agevolati anche se realizzati da persone fisiche che non risultano titolari di un diritto di proprietà o di un diritto reale di godimento sui beni oggetto di intervento.
- e. Infine, l'Agenzia delle Entrate ha fornito chiarimenti anche sulla possibilità di ripartire la detrazione di cui al Superbonus in dieci quote annuali di pari importo, introdotta dalla Legge di Conversione del Decreto Cessioni. A tal riguardo, è stato specificato che tale opzione dovrà essere esercitata nella dichiarazione dei redditi relativa al periodo d'imposta 2023 e sarà irrevocabile. Inoltre, sarà esercitabile a condizione che, per la spesa relativa al 2022, il contribuente non abbia già quantificato, nella propria dichiarazione dei redditi, la detrazione nell'ammontare previsto dal vecchio regime (che prevedeva la suddivisione della spesa su quattro annualità).

Efficienza energetica, 45 Governi puntano a raddoppio entro 2030

Adnkronos/PROMETEO

Quarantacinque governi di tutto il mondo che hanno partecipato alla nostra Conferenza Globale sull'Efficienza Energetica di inizio giugno hanno approvato l'obiettivo di raddoppiare il tasso medio globale di miglioramento dell'efficienza energetica entro la fine del decennio per promuovere una crescita economica sostenibile e contribuire a mettere il mondo su un percorso sicuro e conveniente verso emissioni nette zero.

In una dichiarazione ministeriale rilasciata a seguito dell'ottava Conferenza globale sull'efficienza energetica tenutasi a Versailles, in Francia, i governi di Africa, Americhe, Asia ed Europa hanno sottolineato il ruolo cruciale che l'efficienza energetica può svolgere nel migliorare gli standard di vita e la sicurezza energetica, nonché nell'accelerare la transizione verso l'energia pulita per raggiungere le emissioni nette zero entro il 2050. Ciò significa aumentare i progressi annuali in materia di efficienza energetica dall'attuale 2,2% a oltre il 4% annuo entro il 2030, con la con-

seguinte creazione di posti di lavoro, ampliamento dell'accesso all'energia, riduzione delle bollette energetiche, diminuzione dell'inquinamento atmosferico e la diminuzione della dipendenza dei Paesi dalle importazioni di combustibili fossili, oltre ad altri benefici sociali ed economici.

Una serie di ministri e rappresentanti di alto profilo provenienti da tutto il mondo sono saliti sul palco per condividere le prospettive e gli insegnamenti dei loro sforzi per migliorare l'efficienza energetica. La conferenza è stata l'evento di alto livello più significativo per il settore fino ad oggi, riunendo sotto lo stesso tetto oltre 600 persone provenienti da 90 Paesi, tra cui più di 30 ministri e 50 amministratori delegati. È stata ospitata dal ministro francese per la Transizione energetica Agnès Pannier-Runacher e dal direttore esecutivo dell'Aie Fatih Birol, in collaborazione con Schneider Electric. I governi con delegazioni ufficiali presenti all'evento rappresentavano il 70% del consumo energetico globale.

Premio

Energy Manager

2023



Puoi presentare domanda dal 3 luglio fino al 30 ottobre

www.fire-italia.org/premio-energy-manager-2023

FIRE
FEDERAZIONE ITALIANA PER
L'USO RAZIONALE DELL'ENERGIA

Vuoi pubblicizzare la tua azienda con noi?



Contattaci!

.....

Cettina Siracusa
Pubblicità e Comunicazione
c.siracusa@gestioneenergia.com
Cell. 347 3389298

