

# 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.

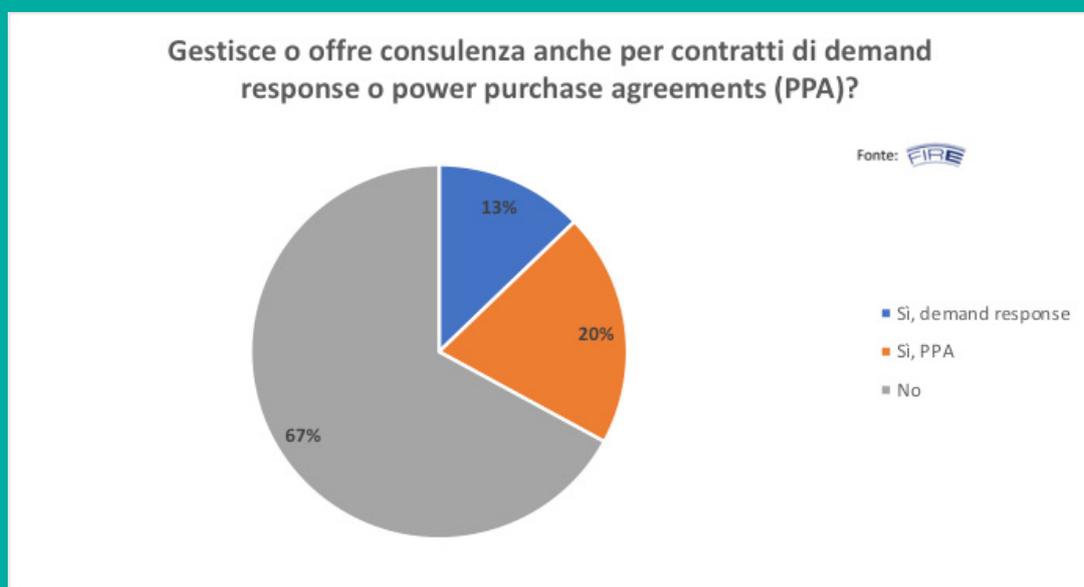


Grafico 1. Gestione di contratti demand-response da parte degli energy manager

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?

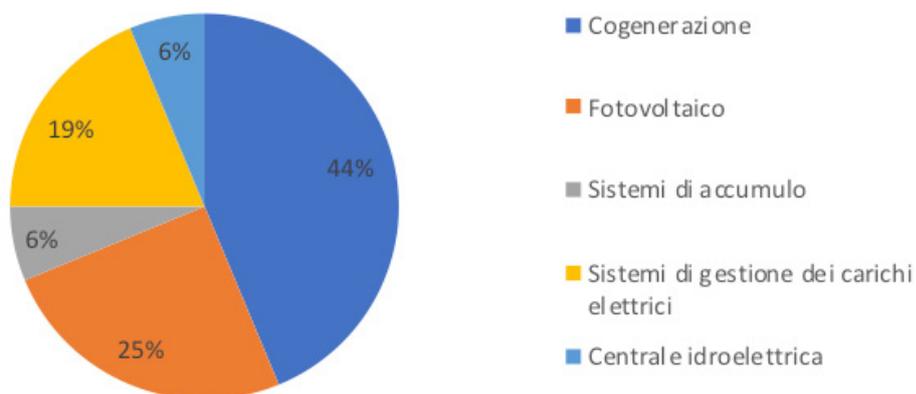


Grafico 2. Impianti coinvolti nei contratti di demand-response

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](http://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](http://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](http://www.espa.enea.it)



**ENEA**  
EFFICIENCY



# 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 Elettricità 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

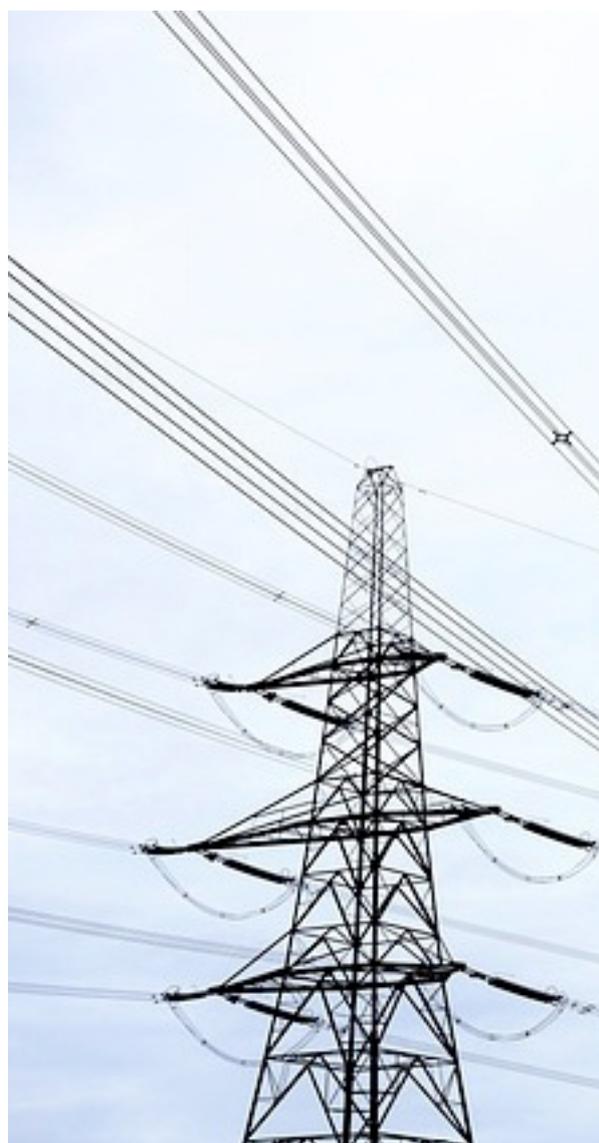
costi competitivi per assenza o minor rilievo di materiali critici. A Sacramento, in California, è stato deciso di abbinare a un impianto eolico di 200 MW una batteria a flusso messa a punto dalla società ESS, dotata di un elettrolita non costoso, in quanto composto da cloruri di ferro, con capacità 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)<sup>2</sup>. 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.

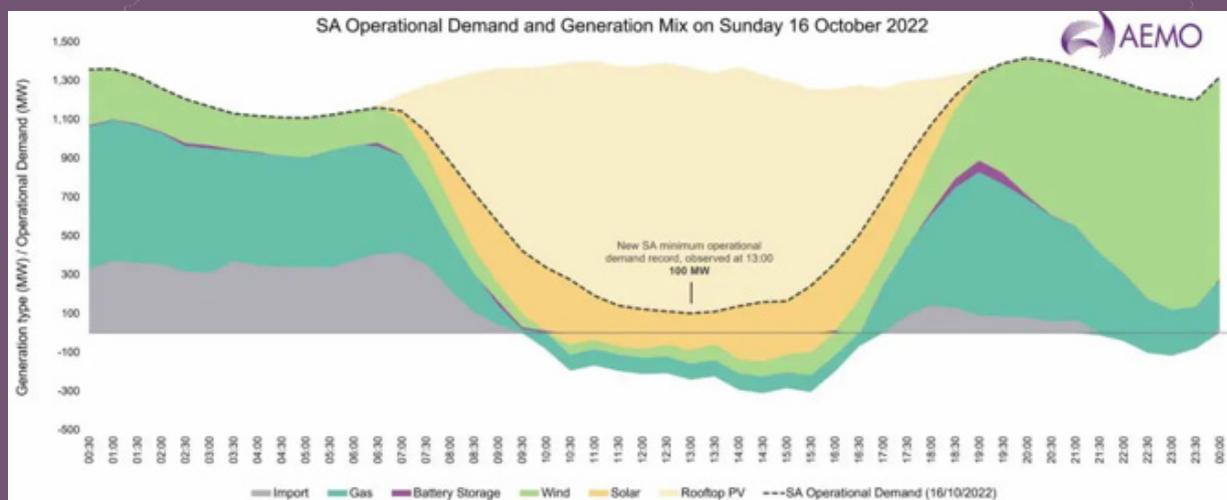


Figura 1: Domanda operativa (ovvero visibile dall'operatore di mercato) e mix di generazione nello stato dell'Australia meridionale il 16 Ottobre 2022. Questo giorno ha rappresentato un caso estremo di domanda giornaliera minima. Fonte: Australian Energy Market Operator (AEMO).

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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).

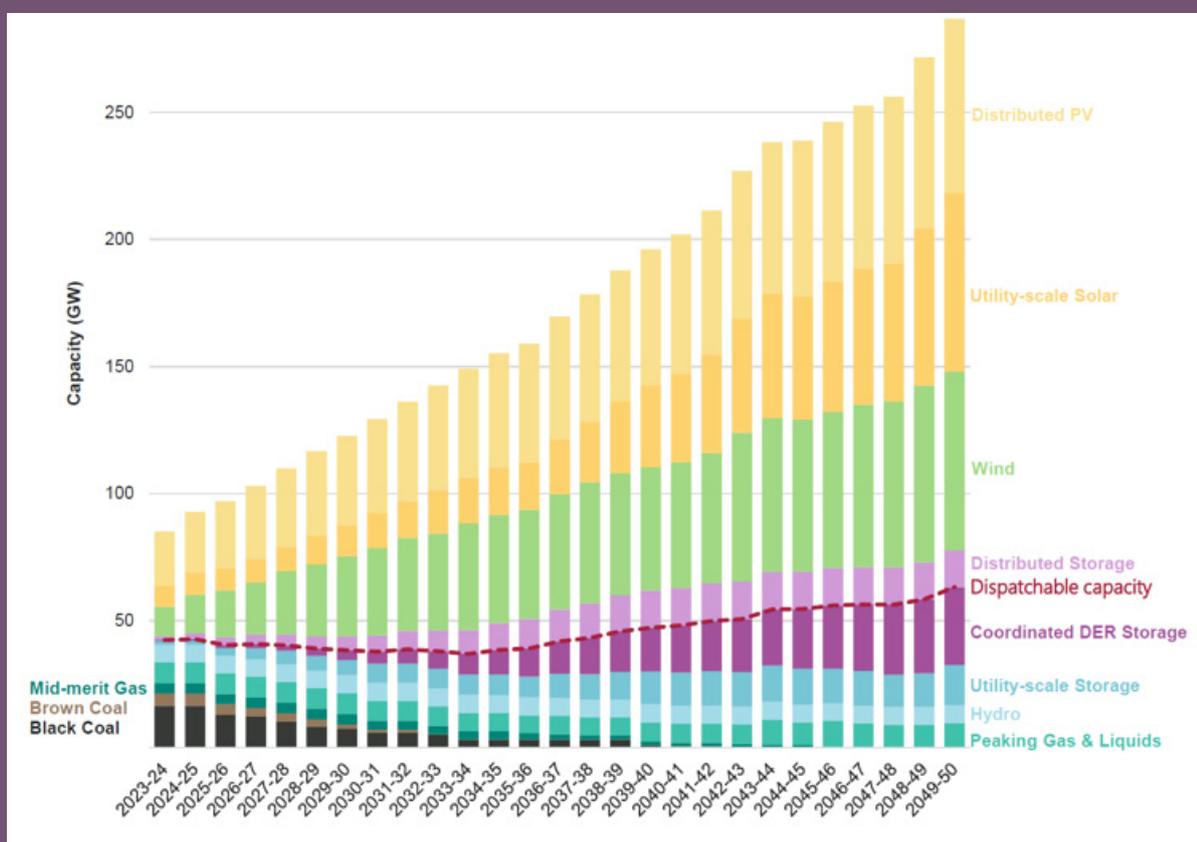


Figura 2: Mix di capacità produttiva del National Electricity Market secondo lo scenario di pianificazione formulato nel 2022. Fonte Australian Energy Market Operator (AEMO).

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.

