riformaboletta

Opportunità e sfide per il consumatore nella transizione energetica

Filippo Bovera Politecnico di Milano, Dipartimento di Energia

Nonostante il suo ruolo sia spesso dibattuto per altri aspetti, ciò che all'utente finale è maggiormente richiesto nella transizione energetica è pagare la bolletta. Allora, renderla coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione risulta fondamentale

Introduzione

La transizione energetica rappresenta una delle sfide più complesse e rilevanti della nostra epoca. L'obiettivo di decarbonizzare il sistema energetico per ridurre le emissioni di gas serra e contenere i cambiamenti climatici richiede una trasformazione profonda del settore elettrico: dalla produzione al consumo di elettricità, passando per la sua distribuzione e, non da ultimo, per i meccanismi regolatori e di mercato che ne definiscono costi e prezzi.

Secondo la Commissione Europea [1] affinché la transizione sia giusta ed efficace deve essere sostenibile per l'ambiente, ma anche per l'economia e i cittadini. In questo contesto, la struttura della bolletta dell'energia elettrica diventa un elemento chiave, poiché non solo riflette i costi dei vari segmenti della filiera elettrica, ma anche orienta le scelte dei consumatori, soprattutto quando essi si fanno investitori.

È dunque lecito interrogarsi sulla coerenza dell'attuale assetto tariffario rispetto a un obiettivo fondamentale individuato dal Green Deal: la decarbonizzazione del sistema elettrico. Per farlo, è bene considerare anche alcuni obiettivi che sarebbe errato definire secondari, considerando la loro rilevanza; essi sono riassumibili in tre principali necessità:

una fornitura di energia elettrica che sia con-

veniente ed economicamente competitiva per tutti gli utenti finali (convenienza),

- il rispetto dei limiti tecnici nella gestione del sistema elettrico (sicurezza),
- la garanzia di poter soddisfare il fabbisogno di energia elettrica in tutte le condizioni operative negli anni a venire (adeguatezza).

Convenienza, sicurezza e adeguatezza costituiscono le unità di misura da utilizzare per valutare la bontà delle azioni che la mano pubblica, nelle sue diverse forme, pone in essere al fine di favorire una transizione energetica che sia sostenibile e giusta.

La bolletta dell'energia elettrica costituisce il primo e principale mezzo attraverso il quale la maggior parte dei consumatori percepisce l'avanzamento del processo di transizione in atto. Questo aspetto risulta ancora più rilevante se si pensa al ruolo che attende i consumatori nel futuro prossimo, diverso dal passato e di sempre maggiore rilevanza. Infatti, ai consumatori di ieri è oggi chiesto di diventare anche produttori, oltre che gestori consapevoli e flessibili del proprio fabbisogno energetico.

Il punto di partenza è quindi la struttura attuale della bolletta. La **figura 1** riporta la suddivisione tradizionale della bolletta, per componenti. Tralasciando le imposte di carattere generale (IVA e accise), è possibile individuare tre principali voci.

rabolletta? mare

- □ La materia energia identifica la componente di costo legata alla produzione e alla commercializzazione dell'elettricità. Essa viene quindi utilizzata per remunerare quelle attività che permettono di rendere l'energia elettrica commercialmente disponibile ai clienti finali.
- □ La componente di dispacciamento e dei servizi di rete riguarda il costo che i gestori delle reti di trasmissione e distribuzione devono sostenere per permettere all'energia elettrica di raggiungere i clienti finali. Esso comprende una quota legata alla gestione del sistema (dispacciamento) e una legata allo sviluppo delle reti (trasmissione, distribuzione e misura).
- □ Gli oneri generali di sistema individuano infine il costo legato alla promozione di alcune iniziative specifiche legate al settore elettrico, per lo più connesse alla promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Più del 90% dei costi associabili agli oneri generali di sistema è utilizzato per sostenere gli schemi incentivanti posti in essere tra i 2008 e il 2012, cosiddetti conti energia.

La bolletta dell'energia elettrica: una struttura sostenibile?

La componente "materia energia" rappresenta il costo della produzione e commercializzazione dell'elettricità. Le offerte attualmente disponibili per la fornitura di energia elettrica sono tuttavia ancorate a dinamiche di mercato ormai già superate.

Figura 2 presenta due condizioni ambientali tipo, identificate in giornate di aprile e ottobre; i valori di temperatura, irraggiamento e ventosità influenzano ormai inevitabilmente le dinamiche di formazione del prezzo dell'energia sul principale mercato, il Mercato del Giorno Prima (MGP). A quest'ultimo sono legate tutte le offerte a cui gli utenti finali possono accedere per siglare un contratto di fornitura. Tuttavia, esiste una sostanziale differenza tra la variabilità dei prezzi su MGP e i costi pagati per la fornitura dai clienti. Infatti, mentre i prezzi di MGP, definiti su base oraria, hanno una grande volatilità oraria nei diversi giorni, i prezzi legati alla fornitura sono sempre definiti come medie multi-orarie calcolate su base mensile. È facile quindi comprendere come non sia pienamente possibile per il cliente finale percepire adeguatamente il segnale di prezzo che si genera durante una giornata particolarmente soleggiata e con temperature miti, tantomeno distinguerlo da una giornata nell'arco dello stesso mese con un meteo meno favorevole alla produzione rinnovabile.

Se da un lato le offerte non sono in grado di catturare la variabilità dei prezzi di MGP, d'altro canto sono nella grande maggioranza dei casi comunque legate a essi. I prezzi di fornitura sono infatti calcolati a partire dal PUN (Prezzo unico Nazionale), cioè dalla media dei prezzi MGP delle diverse zone di mercato, a cui viene aggiunto un corrispettivo a copertura dei servizi di vendita. Questo fa sì che sia impossibile, ovvero molto complesso, accedere tramite la propria bolletta a un segnale di prezzo disgiunto dalle dinamiche di MGP, per quanto queste ultime arrivino a esso mediate su base mensile e per fasce multi-orarie. Questa fattispecie risulta particolarmente interessante in questo momento, in cui i costi di alcune tecnologie come quella fotovoltaica, riassumibili nel LCOE1 - Levelized Cost of Energy, sono di gran lunga inferiori ai prezzi che si originano mediamente su MGP, legati invece ai costi marginali (i.e., di combustibile) degli impianti alimentati da gas naturale.

¹ II LCOE è l'indice di più ampio utilizzo per paragonare tra loro i costi di diverse tecnologie di generazione elettrica. Esso è espresso in €/kWh e comprende sia i costi di capitale che i costi operativi, pesandoli per la produzione totale di energia attesa durante la vita utile dell'impianto.



Figura 1

La struttura della bolletta dell'energia elettrica e le sue componenti

rifor Mabolletta

Per il cliente finale è quindi molto spesso difficile e complicato sia sfruttare la volatilità dei prezzi di mercato sia agganciarsi a un prezzo fisso legato a una specifica tecnologia di produzione. Questo significa che il cliente finale subisce dei segnali di prezzo distorti, cioè non coerenti con i reali meccanismi che governano il sistema elettrico attuale, e soprattutto quello futuro. Come anche ribadito dall'Autorità di Regolazione del settore elettrico (ARERA) [2], i segnali di prezzo trasmessi ai consumatori sono la chiave per un mercato elettrico efficiente, ma se questi segnali sono distorti, anche le scelte saranno distorte.

Il mancato coordinamento tra i meccanismi che governano la transizione attualmente in corso e i prezzi di fornitura inclusi nelle bollette non è purtroppo risolto nemmeno dagli interventi statali, per lo meno da quelli attualmente previsti. In effetti, i principali strumenti che sono o saranno posti in essere da parte dello stato sono tre:

- il FER-X, cioè un sistema di promozione delle installazioni di fonti rinnovabili basato su un contratto per differenze a due vie, volto principalmente ad abbattere il rischio d'investimento, e quindi il costo del capitale, per gli sviluppatori o i produttori di energia;
- il MACSE, cioè un sistema di promozione delle installazioni di impianti di accumulo basato su una remunerazione fissa e certa in cambio di una garanzia sulle prestazioni dell'impianto di accumulo, oltre alla sua disponibilità per servizi di dispacciamento e di arbitraggio;
- □ l'energy release, cioè un sistema per permettere ad alcuni consumatori di accedere in an-

ticipo all'energia a basso costo proveniente da impianti rinnovabili, in cambio della restituzione della stessa energia su un arco temporale più lungo e attraverso diverse possibili opzioni.

Non c'è, ad oggi, un legame chiaro e diretto tra questi interventi che, benché inquadrabili in una strategia comune, non risultano tra loro connessi. In particolare, non c'è nessun riferimento alla possibilità di trasferire all'utente finale il segnale di prezzo proveniente dai contratti di lungo termine con nuovi impianti di generazione. Al contrario, l'utente finale si fa indirettamente portatore di quel rischio d'investimento che lo stato trasferisce dal soggetto privato a sé stesso.

Trattando dei servizi di rete, la struttura tariffaria attuale è basata su tre componenti: €/PoD, €/kW e €/kWh. Ciascuna di esse è volta a valorizzare aspetti legati ai costi di sviluppo, di accesso o di utilizzo delle reti elettriche. A questo proposito, sono tre gli elementi che è bene evidenziare. Primo, le decisioni d'investimento dei gestori di rete sono inevitabilmente influenzate dalle modalità di remunerazione dei costi stessi che essi sostengono; trattandosi di attività condotte in regime di monopolio, tali modalità sono definite da ARERA e possono determinare una mancata coincidenza tra la soluzione più efficiente per gli utenti finali e quella più vantaggiosa per il gestore di rete, soprattutto a causa del ben noto fenomeno del CAPEX-bias [3]. Secondo, il fenomeno del CAPEX-bias, unitamente all'obbligo in capo ai gestori di rete di dover garantire una certa capacità di connessio-



Figura 2

Confronto tra prezzo di fornitura in bolletta, PUN e LCOE di un impianto fotovoltaico per due giornate tipo, in aprile e ottobre

ria folletta? mare

ne agli utenti finali, induce i gestori stessi a una pianificazione delle reti elettriche che spesso porta a sovrainvestimenti non pienamente giustificati, o comunque ottimizzabili ovvero procrastinabili ad esempio sfruttando appieno la flessibilità data dalle risorse connesse alle stesse reti. Terzo, la capacità di connessione così garantita dai gestori di rete risulta spesso sotto-utilizzata dagli utenti finali. Se il fattore di utilizzo, calcolato come rapporto tra energia prelevata e potenza disponibile durante tutto l'anno, è per un'utenza domestica circa pari al 10%², le tecnologie che dovranno spingere il processo di decarbonizzazione nel settore civile, cioè veicoli elettrici e pompe di calore, hanno fattori di utilizzo compresi tra il 2% e il 6%. Ciò significa che diventa sempre più necessario valorizzare correttamente non tanto il volume di energia consumata, ma soprattutto il momento temporale in cui questo consumo (o meglio prelievo dalla rete) avviene. Benché l'attuale struttura tariffaria dei servizi di rete attribuisca un peso importante alla potenza impegnata, essa non fornisce segnali adeguati rispetto a quando e dove utilizzare tale potenza. Nel corso degli ultimi anni, l'Autorità ha avviato delle iniziative volte a superare queste complessità nella direzione di un'analisi costi-benefici dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione e di un'equiparazione tra costi d'investimento e costi operativi [3].

Infine, gli oneri generali di sistema (OGdS) rappresentano una componente rilevante della

spesa per gli utenti finali. Il Dlgs. 79/99 li definisce come "corrispettivo per l'accesso e l'uso delle reti di trasmissione" [4] e viene applicato dai DSO ai fornitori di energia, avendo per tale ragione una struttura trinomia come quella dei servizi di rete. Di recente, anche nell'ambito delle riforme richieste dalla Commissione Europea per l'accesso ai finanziamento del PNRR, è stato rilevato come alcuni OGdS hanno natura parafiscale e debbano quindi essere preferibilmente trasferiti alla fiscalità generale, piuttosto che essere raccolti attraverso le bollette (cfr. M1C2-PNRR). Più del 90% del gettito necessario per gli OGdS è comunque legato alla componente Asos, cioè a quella parte di oneri necessari al sostegno delle fonti rinnovabili derivante principalmente dai conti energia implementati a cavallo del 2010. Figura 3 mostra l'evoluzione attesa per il gettito necessario degli OGdS nella loro attuale forma. Com'è possibile evincere anche dai dati del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) [5], a partire dal 2030 si osserva una rapida diminuzione delle esigenze legata proprio alla fine di quegli incentivi appena citati. Inoltre, un'analisi di confronto tra la variabilità delle esigenze osservate tra il 2020 e il 2022 permette di definire una relazione inversamente

² Questo significa che l'utente finale preleva un volume di energia pari a quello che si ottiene moltiplicando la potenza disponibile al punto di connessione per il 10% delle ore in un anno. Ad esempio, un utente con 3kW di potenza impegnata e il 10% di fattore di utilizzo preleva 2'628kWh in un anno dalla rete pubblica.



Figura 3

Stima delle esigenze di competenza della componente Asos in miliardi di euro

rifor Mabolletta

proporzionale tra le esigenze di gettito stesse e il prezzo di mercato: maggiore è il prezzo osservato su MGP minore è il volume di denaro che è necessario raccogliere per gli OGdS. Questo è legato al fatto che gli incentivi sono erogati in parte come tariffa premio (i.e., in aggiunta al prezzo di mercato), in parte come tariffa omnicomprensiva (i.e., includendo anche il valore di mercato dell'energia). **Figura 3** mostra quindi anche un intervallo di incertezza (in azzurro) che permette di apprezzare quanto la volatilità attesa per i prezzi MGP possa incidere sulle esigenze di gettito totali.

L'incidenza considerevole degli OGdS sul costo totale della bolletta riduce la comprensione, e l'efficacia, delle offerte di fornitura, nonché la concorrenza tra gli operatori. Inoltre, gli OGdS costituiscono nei fatti una forma implicita di incentivo all'autoconsumo, anche da fonti fossili, con effetto regressivo sui clienti vulnerabili che sono meno propensi e disponibili a investire denaro in un impianto di autoproduzione. Questi due elementi si aggiungono alla considerazione iniziale circa la struttura trinomia degli OGdS, che tuttavia non condividono nessuna finalità con i servizi di rete già citati, ma hanno bensì obiettivi prevalentemente di carattere ambientale e sociale.

L'effetto complessivo di questi elementi è ben chiaro se si osserva un confronto tra pompa di calore e caldaia a gas in termini di costi per l'utente finale. Infatti, il passaggio da caldaia a gas a pompa di calore garantisce un risparmio di circa il 52% di energia primaria consumata e una riduzione del 49% delle emissioni di CO2 associate al riscaldamento; allo stesso tempo, tuttavia, esso corrisponde a una riduzione del 30% del costo dell'energia utilizzata: eliminando dalle bollette di energia elettrica e gas naturale le componenti legate agli OGdS, tale risparmio sale al 48%, mostrando quindi come gli OGdS influenzino i segnali economici indirizzati all'utente finale, a discapito di efficienza energetica e riduzione delle emissioni climalteranti.

Quali possibili prospettive?

L'aspetto più complesso tra i tre citati in precedenza è certamente quello che riguarda la materia energia e il valore che essa assume nella bolletta. È bene partire da una considerazione inziale: troppo spesso vengono presentati dei ragionamenti che presuppongono come ipotesi di partenza che la remunerazione di un impianto di generazione, e di conseguenza il prezzo pagato dall'utente finale in bolletta, sia indissolubilmente legato ai meccanismi di formazione dei prezzi su MGP. Questa assunzione è del tutto inesatta, poiché non esiste nessun tipo di vincolo, per i produttori, per i rivenditori o per i compratori, a vendere e acquistare energia su MGP. In effetti, il meccanismo di formazione dei prezzi su MGP (cd. prezzo marginale³), tanto criticato di recente, è quello che garantisce i maggiori benefici economici rispetto al compito che tale mercato è chiamato a svolgere; quest'ultimo compito consiste nell'effettuare una prima programmazione degli impianti di produzione che possa guidare il bilanciamento (e alla lunga il dispacciamento) del sistema elettrico. MGP è quindi il primo dei mercati ad assolvere a questo compito di programmazione, e il meccanismo che ormai da più di vent'anni ne determina le dinamiche di prezzo ha ampiamente dimostrato la sua efficienza.

Ciò che sta tuttavia sta oggi determinando un cambio di paradigma sono due aspetti legati alle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP): anzitutto, la loro struttura di costo, con un LCOE dominato dai costi d'investimento e con costi marginali nulli; in secondo luogo, la loro incertezza che ne rende la generazione poco prevedibile, soprattutto se ci si allontana dall'istante previsto per la consegna fisica dell'energia. Entrambi questi aspetti spingono a uno spostamento dei volumi compra-venduti di energia lontano da MGP, in direzioni opposte. Infatti, il primo aspetto induce gli sviluppatori di impianti FRNP a soluzioni che possano garantirgli un prezzo di vendita costante per un lungo periodo di tempo (almeno 10 anni). In questo modo, essi possono ridurre il rischio d'investimento, e insieme a esso il costo del capitale investito, e garantirsi un piano d'investimento remunerativo. Queste modalità di compra-vendita di energia corrispondo ai contratti di lungo termine spesso indicati come Power Purchase Agreements -PPA, in caso di controparte in acquisto privata, ovvero Contracts for Difference - CfD, in caso di controparte in acquisto pubblica. Il secondo aspetto, legato all'incertezza nella produzione rinnovabile, spinge invece le contrattazioni vici-

³ Tale meccanismo si basa su un ordine di merito economico rispetto ai costi marginali di produzione dei diversi impianti di generazione e determina un prezzo unico di compra-vendita per ogni ora di contrattazione sulla base della tecnologia di produzione con costi marginali maggiori operativa in quella determinata ora.

ria folletta? mare

no al tempo reale, aumentando così la capacità degli operatori di presentare un programma di immissione di energia in rete che corrisponda a quello effettivo, diminuendo la probabilità di avere sbilanciamenti e quindi aiutando il bilanciamento del sistema elettrico. Questo tipo di programmazione è possibile nei mercati infragiornalieri: attualmente esiste una piattaforma unica a livello Europeo per lo scambio di energia infra-giornaliero che permette di cambiare la programmazione di un impianto di generazione fino a un'ora prima della consegna della corrispondente energia. Questi due estremi, la contrattazione di lungo termine e quella infragiornaliera, valorizzano opportunità opposte ma ugualmente interessanti per gli utenti finali, di poter da un lato fissare il proprio prezzo di fornitura senza subire la volatilità dei prezzi di mercato, dall'altro sfruttare le occasioni che la volatilità di tali prezzi può presentare.

Figura 4 presenta sulla parte sinistra lo schema che verrà implementato nei prossimi anni in Italia per favorire lo sviluppo di impianto FRNP, l'installazione di sistemi di accumulo e un'opportunità di prezzi bassi per (alcuni) consumatori. Benché i meccanismi posti in essere possano garantire un percorso di transizione energetica al minimo costo, riducendo il rischio per gli investitori e favorendo una programmazione migliore degli investimenti in termini spaziali e temporali, è necessario trasferire i corretti segnali di prezzo ai consumatori finali e valutare adeguatamente i rischi che, trasferiti sullo stato, sono posti in capo agli utenti. Sulla parte destra di figura 4 viene quindi proposto uno schema, ripreso da [6], basato su tre elementi:

lo stato non è controparte di un contratto di lungo termine ma si fa garante di ultima istanza rispetto a un accordo siglato tra due parti private;

- tale accordo è del tipo back-to-back, cioè prevede una rivendita al dettaglio di energia che viene compra-venduta in grandi quantità;
- □ infine, la garanzia che fornisce lo stato non è su un portafoglio contrattualizzato generico, bensì su uno specifico mix di risorse che include sia impianti FRNP che sistemi di accumulo (i.e., un portafoglio ibrido).

Come illustrato nel dettaglio in [6], questo approccio permette di trasferire sull'utente finale i benefici di una transizione verso fonti rinnovabili, riducendo al minimo il rischio trasferito sullo stato. Quest'ultimo aspetto può essere ulteriormente reso efficiente qualora lo stato adottasse degli specifici strumenti di valutazione e misurazione del rischio che sta contraendo, determinando con essi il mix ottimale di risorse che esso è disposto a garantire, e lasciando agli operatori privati la libertà di assumersi rischi ulteriori, potendo essere poi premiati o meno dal mercato in futuro.

Guardando alla componente dei costi legata al dispacciamento e ai servizi di rete, uno degli elementi certamente più dibattuti riguarda la possibilità di sfruttare la flessibilità nei prelievi e nelle immissioni degli utenti connessi alla reti di distribuzione per ridurre l'impatto del processo di elettrificazione sulle stesse, ancor più considerando che molte delle nuove risorse ne sono dotate in maniera intrinseca, come le batterie, i veicoli elettrici e le pompe di calore. Il contributo di Rancilio et al. in [7-8] illustra in maniera dettagliata i risultati ottenuti per quanto riguarda lo sfruttamento della flessibilità da veicoli elettrici, con implicazioni tecnico-economiche e regolatorie che vanno tuttavia al di là della specifica risorsa considerata. In particolare in [8], si illustra bene la differenza tra flessibilità implicita ed esplicita. La prima si ottiene



Figura 4

Schema attualmente implementato in Italia e schema proposto in [6]

riformabolletta

con delle risposte da parte delle risorse del sistema a segnali di prezzo che esse subiscono generalmente attraverso la bolletta e presuppone che una risorsa modifichi il proprio profilo di scambio con la rete in risposta a questi segnali di prezzo senza nessun tipo di obbligo o richiesta dall'esterno. Nel secondo caso, invece, si assume la presenza di un gestore di sistema (distribuzione o trasmissione) che invia alla risorsa un segnale di attivazione della flessibilità per cui la risorsa stessa si era resa disponibile in precedenza, attraverso una qualche forma di mercato della flessibilità.

In particolare su questo secondo tipo di flessibilità, quella esplicita, si concentra il contributo di Viganò et al. in [9]. Gli autori prendono in esame più di 80 progetti condotti in Europa di mercati della flessibilità locale⁴, traendo dall'analisi tre principali conclusioni:

- partecipare a un mercato è complicato per diverse risorse, per via delle difficoltà burocratiche e delle barriere regolatorie che spesso sono insormontabili per i piccoli utenti,
- attivare la flessibilità è complicato poiché le soluzioni di monitoraggio e controllo a basso costo spesso non danno adeguate garanzie,
- misurare la flessibilità non è complicato, ma è spesso impossibile perché la regolamentazione attuale non prevede lo sfruttamento del *sub-metering* e spesso la definizione della *baseline* rispetto alla quale la flessibilità è misurata risulta non adeguata.

Pur riconoscendo il valore e la potenzialità della flessibilità esplicita, promossa da ARERA sin dalla Delibera 298/2016, sembra necessario oltre che opportuno sfruttare al massimo la flessibilità implicita, che è di più immediata, meno costosa e più efficace applicazione. Le modalità di attivazione della flessibilità con questo approccio sono ben sintetizzate dai recenti rapporti di SmartEn-FTI [10] e ACER [11]. In particolare, possiamo citare tre rilevanti soluzioni:

- □ l'adozione di tariffe tempo-varianti⁵, sia per la quota energia in €/kWh sia per la quota potenza in €/kW,
- l'utilizzo di connessioni non-firm, sia nella fase di preventivo di connessione sia nella fase di sfruttamento della capacità impegnata (cfr. Delibera 541/2020),
- □ la valorizzazione della complementarietà spaziale e temporale tra risorse connesse alla rete, grazie a pratiche come il *cable pooling*, l'utilizzo di *priority lanes*, ma anche lo sviluppo di comunità energetiche.

Infine, per quanto riguarda gli oneri generali di sistema, ARERA e il Ministero competente hanno di recente avviato il processo di spostamento degli OGdS in capo ai venditori, come maggiorazione dei corrispettivi di vendita applicati ai clienti finali (Delibera 216/2022) e stanno proseguendo il percorso di spostamento di parte degli OGdS sulla fiscalità generale. Questo processo svincolerebbe la riscossione degli OGdS dalla struttura trinomia (€/PoD, €/kWh, €/kW) e aprirebbe a nuove soluzioni anche innovative. Ad esempio, si potrebbe valutare la possibilità di fare degli OGdS, e magari anche delle accise, un tributo di natura ambientale, quindi pagato in €/tonnellata di CO₂, sulla base del fattore emissivo della fornitura di energia elettrica. Come l'accisa, anche gli OGdS potrebbero poi essere applicati all'energia consumata, e non a quella prelevata come stabilito dalla Delibera 276/2017 a seguito del Decreto legge cd Milleproroghe 2017. Queste modifiche sarebbero di grande impatto e valorizzerebbero il carattere ambientale, e non tecnico, degli oneri di sistema; inoltre, l'Italia avrebbe l'occasione di anticipare in gualche senso l'applicazione di un costo legato alle emissioni climalteranti degli edifici, del trasporto su strada e della piccola industria (cfr. ETS II).

Prendendo a riferimento il mix di generazione nazionale, le relative emissioni e le esigenze di competenza per gli OGdS, è possibile calcolare una tariffa applicabile all'utente finale pari a 180 €/tCO₂, necessaria per riscuotere il volume totale necessario di denaro. Con un portafoglio di fornitura basato sul mix medio di generazione nazionale, l'impatto sulla bolletta per l'utente finale sarebbe pari a 40 €/MWh nel 2022 e a 13 €/MWh nel 2030. Ma il vero vantaggio per l'utente finale sarebbe quello di vedere le proprie scelte "sostenibili" riflesse in un minor costo della bolletta. Infatti, l'utente pagherebbe una cifra più o meno alta per gli OGdS in base al fattore emissivo della sua fornitura, comprendendo anche la quota di energia eventualmente auto-prodotta; in particolare, considerando sempre un costo di 180 €/tCO₂ e un mix di generazione composto da fonti rinnovabili oppure cicli combinati a gas naturale, l'utente con una fornitura da sole fonti

 $^{^{4}\,\}text{Orientata}$ cioè a soddisfare bisogni del gestore della rete di distribuzione.

⁵ Vale a dire con un valore diverso nelle diverse ore della giornata. Esse sono da distinguere dalle cosiddette tariffe dinamiche il cui valore è variabile nel tempo in maniera tuttavia non pre-determinata, ma calcolata dal gestore del sistema con giorni o al massimo settimane di anticipo.



rinnovabili pagherebbe zero, mentre l'utente alimentato con energia prodotta da sole centrali a gas pagherebbe poco meno di 70 €/MWh. Figura 5 presenta un'analisi quantitativa sull'impatto della soluzione descritta, evidenziando gli intervalli che individuano il mix medio di generazione del 2023 e quello previsto al 2030: lungo l'asse x è presentata la quota di energia fornita proveniente da fonti rinnovabili, mentre gli assi y presentano a destra il relativo fattore emissivo e a sinistra il valore degli OGdS pagati.

Conclusioni

La struttura attuale della bolletta dell'energia elettrica non è pienamente coerente con gli obiettivi della transizione energetica. Le tre componenti principali, materia energia, servizi di rete e oneri generali di sistema, presentano limiti strutturali che rischiano di ostacolare il raggiungimento degli obiettivi climatici, economici e sociali fissati in sede Europea e confermati a livello nazionale. Ciò nonostante, esistono proposte concrete per superare tali criticità. Una regolamentazione intelligente, strutture tariffarie ben calibrate e una maggiore coerenza nella struttura dei tributi riscossi sono strumenti chiave per guidare i consumatori verso scelte più sostenibili, ambientalmente e tecnicamente. Una riforma della bolletta non è solo un intervento tecnico: è un atto politico che può rendere la transizione più equa, efficace e condivisa.

Figura 5

Effetto del mix di fornitura sul fattore emissivo e sugli oneri pagati da un utente nell'ipotesi di fare degli oneri generali di sistema un tributo ambientale



<u>bibliografia</u>

[1] European Commission: The European Green Deal https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_it

[2] E. e A. ARERA - Autorità di Regolazione per Reti: Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, 2022.

[3] F. Bovera, L. Lo Schiavo, R. Vailati: Combining Forward-Looking Expenditure Targets and Fixed OPEX-CAPEX Shares for a Future-Proof Infrastructure Regulation: the ROSS Approach in Italy, *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, vol. 11, no. 4, pp. 105–115, Aug. 2024, doi: 10.1007/s40518-024-00239-4.

[4] Italian Government: Decreto Legislativo n. 79, 16 marzo 1999.

[5] GSE - Gestore dei Servizi Energetici: Rapporto Statistico GSE
- Energia da FER in Italia - anno 2023, 2024.

[6] F. Bovera, L. Zapparoli, M. Zatti: A New Approach to Long-Term Contracts to Hit Renewables and Storage Deployment Targets While Balancing Private and Public Risks, 2025 - doi: 10.2139/ssrn.5198181.

[7] G. Rancilio, A. Cortazzi, G. Viganò, F. Bovera: Assessing

the Nationwide Benefits of Vehicle-Grid Integration during Distribution Network Planning and Power System Dispatching, *World Electric Vehicle Journal*, vol. 15, n. 4, p. 134, Mar. 2024 doi: 10.3390/wevj15040134.

[8] F. Bovera, G. Rancilio: The role of implicit and explicit economic signals for flexibility provision by EV aggregates: technical evidence and policy recommendations, in *Incentives and Digitalization for Flexibility in the Green Transition*, Danish Utility Regulator, pp. 43-55, Ed. 2024.

[9] G. Viganò, G. Lattanzio, M. Rossi: Review of Main Projects, Characteristics and Challenges in Flexibility Markets for Services Addressed to Electricity Distribution Network, *Energies (Basel)*, vol. 17, n. 11, p. 2781, Jun. 2024 - doi: 10.3390/en17112781.

[10] SmartEn - FTI: A roadmap for cost-reflective electricity network tariffs in the EU, 2025.

[11] ACER - Agency for the Cooperation of European Regulators, Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe, 2025.