

AUDIZIONI PERIODICHE ARERA 2023

Memoria Edison

Premessa

Il sistema energetico sta vivendo un momento storico senza precedenti. Si pensava che il 2022 sarebbe stato l'anno di ritorno alla normalità a valle dell'emergenza Covid; tuttavia, dati gli eventi legati alla guerra, gli ultimi due anni hanno rappresentato un momento di grande turbolenza per il settore energetico. Pur in un contesto ancora agitato, abbiamo ora l'opportunità di godere di un lasso temporale sufficiente per meglio comprendere i fenomeni intercorsi e capire quali elementi, innescati dalla crisi, stanno assumendo una connotazione più strutturale. In questo contesto, l'occasione di confronto con l'Autorità riveste una rilevanza particolare, che permette a Edison di condividere alcuni importanti messaggi. Grazie quindi al Collegio ed agli Uffici per la consueta, ma non scontata, disponibilità all'ascolto.

Mercato elettrico all'ingrosso. L'esperienza di questi due anni ci ha insegnato che i mercati spot, inizialmente messi in discussione, devono essere accompagnati da meccanismi in grado di favorire l'emergere di segnali di prezzo stabili nel medio-lungo periodo per promuovere gli investimenti necessari alla transizione: indispensabile quindi la finalizzazione del **meccanismo di sostegno allo sviluppo di nuova capacità di accumulo**, con l'obiettivo di sviluppare un **mix equilibrato di tecnologie** che non penalizzi quelle **con orizzonte di pianificazione e vita utile più lunghi**, come i **pompaggi idroelettrici**.

Mercato gas all'ingrosso. La crisi del 2022 ci consegna un mercato nervoso, **significativamente dipendente dal GNL** e fortemente esposto alle dinamiche del mercato globale. La realizzazione di nuova capacità di rigassificazione e l'individuazione di ulteriori fonti di approvvigionamento sono passi necessari, ma è altrettanto necessario che le misure regolatorie garantiscano un accesso competitivo alle infrastrutture nazionali, anche per evitare stranded cost per i consumatori. Per garantire un mercato in equilibrio sarà cruciale il ruolo delle **nuove infrastrutture d'importazione**, così come un utilizzo sempre più **flessibile degli stoccaggi** all'interno di un quadro di regole definite su un arco temporale che dia stabilità agli operatori.

Mercato retail. Gli ultimi due anni hanno profondamente cambiato la percezione e il rapporto dei **consumatori** con l'energia, in parte in modo irreversibile, così come attestato dal **Rapporto Edison - CENSIS 2023 "Italiani e sostenibilità"**, che ha mostrato come l'inflazione dei prezzi dell'energia e il caro vita in generale hanno reso urgente e necessaria la **sobrietà** dei consumi: le persone sono sempre più consapevoli dei propri consumi ed esigenze, esprimendo richieste sempre più ampie e ricche di servizi, nel rispetto dell'ambiente. **Cambierà anche il ruolo delle società di vendita**, che per competenza e prossimità al cliente possono e devono accompagnare i consumatori nel percorso di decarbonizzazione.

In questo quadro, la completa liberalizzazione del mercato **retail** sembra finalmente concretizzarsi, dopo un lungo e tortuoso percorso. L'auspicio è che i prossimi giorni portino al superamento dell'incertezza che tutt'oggi grava su alcuni aspetti chiave del disegno delle aste per assegnare il Servizio a Tutele Graduali per i clienti **domestici non vulnerabili**. Il mercato libero ha già dimostrato la capacità di portare **innovazione, qualità e convenienza** economica rispetto a un regime di tutela che, in ragione della propria struttura di prezzo, non ha sempre protetto i consumatori dalla volatilità registrata nei mesi più duri della crisi. In un contesto comunque protetto e regolato - grazie alla disciplina introdotta dall'Autorità nel corso degli anni - il mercato libero potrà offrire ai consumatori la possibilità di orientare le proprie scelte in accordo con le proprie specifiche **esigenze e priorità**.

Edison SpA Confidential

Foro Buonaparte, 31
20121 Milano
Tel. +39 02 6222 1

Capitale Soc. 4.736.117.250,00 euro i.v.
Reg. Imprese di Milano - Monza - Brianza - Lodi e C.F. 06722600019
Partita IVA 08263330014 - REA di Milano 1698754
Codice destinatario RWYUTBX

Uno sguardo verso il futuro

Volgendo lo sguardo al futuro, se gli obiettivi della transizione ci appaiono chiari, lo stesso non può dirsi per il percorso necessario per raggiungerli. L'**evoluzione tecnologica** sta progressivamente rendendo disponibili soluzioni che concorrono in modo diverso al raggiungimento dell'obiettivo di decarbonizzazione. La sfida per il sistema Italia è quella di riuscire a integrare tutti i possibili sviluppi tecnologici in ottica sistemica, valorizzando al contempo il contributo dell'industria nazionale. Per farlo si rende necessario un **quadro abilitante** e una **visuale che vada anche oltre il 2030**.

Continuerà a essere fondamentale il ruolo della **generazione termoelettrica a gas** nell'accompagnare la transizione energetica e si rende quindi necessario considerare il **Capacity Market** un **elemento strutturale del mercato elettrico** post 2024. D'altro canto, se è vero che il gas è il combustibile di transizione, è pur vero che deve essere perseguita con forza l'**abbattimento delle emissioni di CO2**. Le centrali termoelettriche di nuova generazione ben si prestano a investimenti per progetti di cattura della CO2, garantendo la disponibilità di energia elettrica programmabile low carbon. Questa, oltre a essere l'unica soluzione immediatamente disponibile, rappresenterebbe una leva competitiva importante in ottica green per l'industria siderurgica italiana e per tutti i processi energivori, oltre a instillare un processo su larga scala di riduzione di emissioni di CO2.

Anche il **wind offshore** potrà avere un ruolo importante nel decarbonizzare il Paese così come l'**idrogeno verde**, per il quale sarà necessario ricercare un equilibrio tra grandi progetti di importazione e la produzione nazionale. Per entrambi sarà necessario un quadro regolatorio e istituzionale adeguato, che ne accompagni lo sviluppo.

Ultima tecnologia che si sta affacciando all'orizzonte è il **nuovo nucleare**, che potrebbe arrivare a coprire il 10% del fabbisogno nazionale di energia entro il 2050. I nuovi reattori possono soddisfare necessità di calore, elettricità, produzione di idrogeno, sono modulabili e possono essere complementari all'intermittenza tipica delle rinnovabili.

In un percorso di transizione contrassegnato da numerosi target di decarbonizzazione a medio termine, anche il **Teleriscaldamento** può risultare un importante fattore di abilitazione per la decarbonizzazione dei consumi dei clienti finali. L'introduzione di una **regolazione tariffaria** rappresenta un elemento di importante novità con potenziali impatti ancora non del tutto valutabili sul livello di investimenti pianificati e quindi in ultima istanza sul potenziale sviluppo del settore stesso, anche considerato le evoluzioni tecnologiche in corso. Pertanto, deve essere sviluppata con particolare attenzione.

Riassumendo, l'obiettivo di decarbonizzazione può fare affidamento su molteplici possibili sviluppi tecnologici, ma è necessario adoperarsi sin d'ora per costruire una cornice abilitante a livello Paese. È opportuno che ognuno faccia la sua parte e in questo contesto, il ruolo di ARERA sarà fondamentale.

Di seguito, le nostre proposte.

Proposte di dettaglio

1) Mercato elettrico all'ingrosso

1) Ruolo della generazione termoelettrica: il Mercato della Capacità

L'aumento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili comporterà, inevitabilmente, una maggior volatilità nel mercato elettrico, con sempre maggior occorrenza di overgeneration e congestioni zionali. In tale contesto si rendono necessari strumenti di mercato in grado di fornire segnali di prezzo di lungo periodo, per promuovere investimenti in impianti programmabili efficienti e flessibili in grado di rispondere alle esigenze della rete.

In questo senso continuerà ad essere fondamentale il ruolo della **generazione termoelettrica** e si rende quindi necessario considerare il Capacity Market quale elemento strutturale del mercato elettrico (post 2024). Il mercato della capacità è infatti uno strumento essenziale di accompagnamento alla transizione energetica, il cui obiettivo è quello di garantire l'adeguatezza del sistema elettrico secondo gli standard definiti dalle Autorità italiane a fronte di una sempre maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili necessaria al raggiungimento degli obiettivi climatici nazionali ed europei. Per questi motivi, il meccanismo di capacità a nostro avviso deve diventare un elemento strutturale del mercato elettrico, a complemento dei mercati dell'energia, e la sua implementazione deve proseguire anche al di là del 2024 e per tutto il periodo decennale (2018-2028) per cui è stato approvato dalla Commissione europea (Decision C (2018)617). Fondamentale che Terna avvii in tempi rapidi il processo di organizzazione delle aste per i prossimi anni di consegna, dando piena visibilità sul calendario delle procedure concorsuali fino alla fine del periodo di validità del meccanismo.

In vista di una possibile parziale revisione della Disciplina del Mercato della Capacità ai fini dell'organizzazione delle prossime aste, si ritiene necessario assicurare che il meccanismo sia in grado di garantire una copertura soddisfacente dei costi fissi degli impianti termoelettrici e una congrua remunerazione dei costi necessari per mantenerli operativi ed efficienti. A tal fine si suggeriscono alcuni aspetti sui quali intervenire:

- Un incremento dei premi massimi delle aste, nei limiti ad oggi definiti dalla Commissione europea, per tenere conto delle evoluzioni intervenute dalla loro definizione iniziale e al fine di garantire la copertura di tutti i costi fissi di natura operativa (compresi i costi fissi per il trasporto gas) e, per la capacità esistente, anche dei costi di mantenimento in efficienza degli impianti legati al forte cambiamento di operatività degli stessi dovuto alla transizione energetica (es. maggiore modulazione).
- Miglioramenti nelle modalità di gestione delle indisponibilità e degli inadempimenti e nella gestione del mercato secondario, per assicurare un funzionamento più efficiente del meccanismo.
- Conferma per gli anni successivi al 2024 della modifica delle modalità di calcolo dello *strike price* del mercato della capacità introdotta con la deliberazione 83/2022/R/eel a decorrere dal 5 marzo 2022 e confermata sino al 31 dicembre 2023 con la deliberazione 437/2023/R/eel che prevede un'indicizzazione giornaliera del valore standard del gas naturale e della componente emissioni. Si ritiene, infatti, che la determinazione su base giornaliera di tali componenti del prezzo di esercizio possa riflettere in modo più efficace e dinamico l'evoluzione del costo variabile della tecnologia di punta (turbogas a ciclo aperto), indipendentemente dal contesto di alti prezzi e alta volatilità sui mercati energetici di questi anni, e per questo va confermata e resa strutturale nel design del meccanismo.

Occorrerebbe poi avviare fin da oggi, insieme agli operatori, il processo di riflessione per la definizione del disegno del Mercato della Capacità dopo la scadenza del periodo di approvazione da parte della CE (post-2028), tenendo conto dell'esperienza di questi primi anni di implementazione e con l'obiettivo di rendere tale meccanismo strutturale nel design di mercato che accompagnerà la decarbonizzazione del sistema elettrico.

Nel caso - certamente non auspicato dalla scrivente - in cui il mercato della capacità non dovesse essere ricondotto al termine del periodo di validità dell'attuale, diventerebbe fondamentale definire una soluzione sostenibile per l'esecuzione dei contratti pluriennali relativi alla capacità nuova già contrattualizzata, garantendo agli operatori la possibilità di soddisfare gli obblighi di disponibilità anche tramite capacità esistente (in ottica di portafoglio), pur in assenza di una contrattualizzazione specifica di tale capacità.

Infine, si desidera sottolineare che le centrali termoelettriche di nuova generazione hanno una vita utile che riguarda la fine degli anni 40 e quindi ben si prestano a investimenti per progetti di cattura della CO2 che necessitano meccanismi di sostegno dedicati. La disponibilità di energia elettrica programmabile low carbon (da 90 a 95% di riduzioni delle emissioni di CO2) è l'unica soluzione immediatamente disponibile e rappresenterebbe una leva competitiva importante in ottica green per l'industria siderurgica italiana.

2) Sviluppo di nuova capacità di accumulo

Sostanziale sarà il ruolo degli accumuli e in particolare dei nuovi pompaggi nel favorire la penetrazione delle fonti rinnovabili; pompaggi le cui caratteristiche in termini, ad esempio, di dimensioni e flessibilità li rendono particolarmente asserviti alle necessità della rete. Vanno poi ricordati anche altri vantaggi legati a questa tecnologia:

- Sono *investimenti long lasting*, ovvero hanno una vita utile di almeno 30 anni e un mantenimento della capacità di stoccaggio su tutto l'arco di vita senza degradazione.
- Sono investimenti con alto profilo di sostenibilità, sia da un punto di vista *ambientale* (sfruttano invasi esistenti) che *sociale ed economico* nei territori in cui vengono sviluppati; potendo contare su una catena di produzione 100% italiana hanno enormi benefici per il tessuto industriale del Paese e non presentano criticità legate alla dipendenza dalle importazioni di materie prime critiche, tra cui ad esempio le terre rare e il litio di cui le batterie sono composte.

Edison è favorevole alla rapida finalizzazione del quadro regolatorio relativo al nuovo meccanismo di sostegno dello sviluppo di nuova capacità di accumulo ai sensi dell'articolo 18 del Dlgs. 2021/210 e secondo i principi e i criteri definiti dall'ARERA nella Delibera 247/2023/R/eel. Edison, infatti, condivide l'opportunità di sviluppare ulteriormente il disegno del mercato a termine dal momento in cui è improbabile che, in assenza di segnali di prezzo di lungo periodo, l'attuale design dei mercati elettrici incentrato sui mercati a pronti possa garantire lo sviluppo delle risorse necessarie per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, preservando allo stesso tempo gli standard di sicurezza e adeguatezza. Tale meccanismo dovrebbe quindi consentire uno sviluppo dei nuovi sistemi di accumulo su base concorrenziale, con l'obiettivo di sviluppare un mix equilibrato di tecnologie di accumulo (pompaggi idroelettrici e batterie) e minimizzando allo stesso tempo l'impatto sul corretto funzionamento dei mercati elettrici all'ingrosso che resteranno essenziali per garantire un dispacciamento ottimale.

Con particolare riferimento alla Disciplina proposta da Terna, attualmente in consultazione, Edison desidera portare all'attenzione di ARERA alcune delle potenziali criticità che riguardano ambiti di competenza dell'Autorità:

- Lo schema di aste sequenziali proposto nel documento per la consultazione 393/2022/R/eel e che Terna sembra voler implementare per i casi in cui uno stesso fabbisogno può essere soddisfatto da più tecnologie di riferimento risulta penalizzante per la tecnologia con orizzonte di pianificazione e vita utile più lunghi (i pompaggi idroelettrici), in quanto tale tecnologia sarebbe soggetta ad un premio massimo legato alle dinamiche concorrenziali che emergono nella procedura concorsuale precedente, quella dedicata all'accumulo elettrochimico, ossia ad una tecnologia con caratteristiche profondamente diverse (es. in termini di costi, rischi, tempi di realizzazione, etc.) e durata contrattuale differente.
- Pur comprendendo l'obiettivo di evitare una sovra-remunerazione della capacità contrattualizzata, si ritiene che l'imposizione di vincoli troppo stringenti sui prezzi di offerta e l'obbligo di restituzione a Terna della quasi totalità (95%) dei margini di segno positivo sul MSD non stimoli l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili in fase di progettazione degli impianti, né il mantenimento in efficienza e/o upgrade dell'impianto da parte del titolare in fase di gestione. L'imposizione di tali vincoli ai titolari della capacità di storage contrattualizzata nell'ambito del meccanismo può avere inoltre impatti distorsivi sul funzionamento di MSD spiazzando le offerte di operatori in concorrenza su questo segmento di mercato e rischiando di ridurre considerevolmente la significatività dei segnali di prezzo derivanti da tale mercato.

3) Efficientamento delle procedure di connessione degli impianti connessi in AT e AAT

Nell'ambito del processo di revisione del TICA (Testo Integrato delle Connessioni Attive) avviato dall'ARERA, Edison desidera presentare alcune **proposte concrete** di semplificazione ed efficientamento delle procedure di connessione degli impianti connessi in AT e AAT che riguardano i seguenti aspetti:

- Si ritiene necessario definire le tempistiche delle principali fasi del processo e le modalità di organizzazione e conduzione dei tavoli tecnici, affidando a Terna un ruolo più attivo nella progettazione delle opere di rete. Infatti, nei casi in cui l'impianto di rete per la connessione sia condiviso tra più richiedenti, il processo di coordinamento dei tavoli tecnici non risulta essere adeguatamente strutturato e caratterizzato da tempi certi, in quanto viene affidato agli operatori interessati senza che Terna assuma un ruolo attivo di mediazione.
- Il fenomeno della saturazione virtuale della rete è una delle principali criticità legate alle attuali procedure di connessione alla rete, in quanto il sistema di fatto consente a molti operatori di presentare richieste di connessione e prenotare la capacità della rete senza necessariamente predisporre progetti adeguatamente dettagliati e mostrare concreta volontà di realizzazione degli impianti. Poiché per la connessione alla RTN dei progetti di Integrali Ricostruzioni (IR) sono normalmente utilizzate le infrastrutture di connessione già esistenti e, in molti casi, queste sono di per sé sufficienti a garantire il trasporto dell'energia immessa in rete, si suggerisce per i progetti di IR di prevedere una priorità di trattamento rispetto ai progetti «Green-Field». Un regime di connessione temporanea con eventuali restrizioni alla potenza immessa in rete può costituire una soluzione per consentire a progetti come le integrali ricostruzioni di avanzare senza che i promotori debbano assumersi la responsabilità di rinforzi di rete non direttamente collegati all'impianto in oggetto.
- Per disincentivare indirettamente dinamiche speculative, un ulteriore intervento potrebbe riguardare il set documentale richiesto all'atto della richiesta di connessione, ad oggi di livello tecnico ridotto. Potrebbe essere prevista la richiesta di integrazioni con documentazione progettuale di dettaglio, che, pur comportando per gli operatori maggiori oneri economici e burocratici, potrebbe contribuire a disincentivare la presentazione e la permanenza di domande di connessione non sufficientemente solide ad opera di soggetti non dotati di sufficienti competenze ed interesse alla finalizzazione del progetto. Peraltro, ciò seguirebbe una logica coerente con

l'atteggiamento molto più selettivo e attento che, come segnalato da diversi operatori, Terna sta tenendo nel verificare lo stato di avanzamento delle richieste di connessione.

- In aggiunta, sarebbe auspicabile un maggior livello di trasparenza e dettaglio informativo (sui portali dei Gestori di Rete e/o anche sulla piattaforma Econnection di Terna) anche sugli iter di connessione attualmente attivi e le STMG rilasciate. Ciò permetterebbe una maggiore visibilità della capacità di connessione impegnata in determinate aree della rete e degli operatori che hanno avviato pratiche di connessione, con il duplice vantaggio di dare maggiore chiarezza sulle aree in cui la rete è saturata e di favorire eventuali accordi tra operatori che abbiano progetti nella stessa area e possano valutare soluzioni comuni per accelerarne la realizzazione.

4) Criticità implementative disciplina ex. Delibera 109/2021/R/eel e richiesta di proroga dell'abrogazione dell'art. 16 TIT

Secondo quanto disposto dall'art. 8 della Delibera 109/2021/R/eel, **il gestore di rete** cui l'impianto è connesso e a cui è presentata istanza di accesso, in coordinamento con il soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura (se diverso dal gestore), **dispone di 4 mesi** per concludere il procedimento funzionale alla redazione degli algoritmi e alla concessione dell'accesso alla disciplina della Delibera. Si evidenzia quanto segue.

- C'è il forte timore che tali tempistiche saranno pressoché impossibili da rispettare per numerose istanze di accesso che, anche se presentate con adeguato anticipo, sono bloccate o procedono con forte ritardo. **Tali ritardi sono imputabili a problemi nelle fasi di registrazione nell'anagrafica GAUDÌ e abilitazione delle UP_{SA}** (a oggi, la problematica più rilevante, ad esempio, il portale GAUDÌ blocca la creazione delle UP_{SA} evidenziando errori di incongruenza tra il dato di potenza comunicato dal produttore e quanto presente nell'archivio dei gestori di rete), **nell'espletamento da parte dei gestori di rete degli step necessari per accettare l'istanza di accesso alla disciplina** (Terna e DSO, in particolare quelli di minori dimensioni, in grossa difficoltà) **e nell'aggiornamento agli operatori dello stato di avanzamento delle proprie pratiche.**
- A fronte degli importanti e perduranti problemi che, indipendentemente dalla volontà degli operatori, si stanno riscontrando per la creazione delle UP_{SA} e dei conseguenti forti ritardi nella costituzione e attivazione delle stesse (problemi che riteniamo difficilmente risolvibili entro la fine di dicembre 2023), gli operatori hanno chiesto ad ARERA di **valutare una proroga della data di abrogazione delle disposizioni dell'art. 16 del TIT di 6 mesi rispetto alla data attualmente prevista**, modificando quindi il termine di cui all'art. 13 della Delibera 109/2021/R/eel dal 1° gennaio 2024 al 30 giugno 2024.

2. Mercato gas all'ingrosso

1) Trasporto – Tariffe di trasporto 2014-2019

Prima la pandemia, successivamente la crisi energetica provocata dal conflitto russo-ucraino e ora le rinnovate tensioni geopolitiche in Medio Oriente hanno generato e generano una forte incertezza nei mercati.

Ora più che mai, quindi, è importante che la regolazione assicuri al mercato punti di riferimento stabili, certi e trasparenti, sia nei confronti dei clienti finali sia degli operatori di settore e non solo in vista della completa liberalizzazione del mercato, ma anche delle nuove sfide che il settore sarà chiamato ad affrontare in vista della transizione energetica.

In quest'ottica, ci preme evidenziare l'importanza che riveste la partita relativa alla determinazione delle tariffe di trasporto per il periodo 2014 – 2019, oggetto come noto di un lungo contenzioso. È auspicabile che l'Autorità non ricorra ad interventi che rimettano in discussione regole consolidate del passato applicate in buona fede dagli operatori, come recentemente paventato nel D.C.O. 424/2023/R/gas; è invece necessario ripensare alle possibili modalità di ottemperanza al dettato normativo, che agiscano unicamente sulla regolazione futura.

2) Stoccaggio

Nel corso del 2022 per affrontare la crisi energetica sono state approvate disposizioni a carattere straordinario per favorire il riempimento degli stoccaggi.

In considerazione dei nuovi equilibri a livello europeo ed internazionale, del rilevante ruolo che ha assunto il **servizio di stoccaggio** durante la crisi e dell'importanza che assumerà sempre più nei prossimi anni, è auspicabile che:

- sia definito con congruo anticipo un **quadro regolatorio di riferimento certo e strutturale**, con individuazione di disposizioni valide su un **arco temporale pluriennale**;
- siano svolti approfondimenti in merito all'**integrazione strutturale di servizi di stoccaggio che assicurino ulteriori flessibilità nelle fasi di iniezione ed erogazione**, tra cui ricordiamo il servizio di iniezione in controflusso, il servizio di conferimento per la giacenza residua a fine campagna di erogazione e la possibilità di sovra-iniezione con contestuale allocazione implicita di capacità di spazio ed erogazione (nell'inverno corrente). Tali servizi oltre a contribuire alla sicurezza del sistema sarebbero funzionali a garantire una maggiore competitività degli approvvigionamenti e del costo del gas;
- sia aumentata la **frequenza delle aste dei prodotti annuali** e, con riferimento a tutte le procedure di conferimento (anche per i servizi di controflusso), sia assicurata una pubblicazione tempestiva degli esiti.

3) Rigassificazione

Il GNL ha dimostrato tutta la sua flessibilità e indispensabilità nel mutato contesto degli approvvigionamenti energetici originatosi a seguito del conflitto russo-ucraino e della drastica riduzione delle forniture di gas naturale provenienti dalla Russia. Un nuovo equilibrio, seppure ancora molto fragile, tra domanda e offerta di gas, in Europa ed in Italia, è stato raggiunto prevalentemente grazie ad una maggiore diffusione di GNL e al potenziamento delle infrastrutture di liquefazione e di rigassificazione, che hanno reso possibile l'attivazione di nuove rotte da Paesi produttori fino a ieri praticamente sconosciuti al mercato europeo. Tuttavia, proprio per le caratteristiche commerciali legate al suo trasporto, il GNL è molto più esposto del gas naturale trasportato attraverso le reti alla concorrenza dei mercati globali. Pertanto, la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione e l'individuazione di ulteriori fonti di approvvigionamento sono solo condizioni necessarie, ma non sufficienti, affinché il GNL arrivi fisicamente nel nostro Paese.

È inoltre necessario, dal nostro punto di vista, che siano costantemente monitorate le condizioni economiche di utilizzo del servizio di rigassificazione nei diversi mercati, quantomeno in Europa, per fare in modo che quelle adottate nel nostro sistema restino competitive rispetto a quelle degli altri *competitor*. A tale fine, auspichiamo che la regolazione nazionale sia sempre pronta ad introdurre con tempestività gli opportuni adeguamenti tariffari finalizzati ad incentivare un sempre maggiore utilizzo delle capacità di rigassificazione, anche per evitare che le infrastrutture che si stanno realizzando diventino un costo "*stranded*" per i consumatori.

Sempre in tema di competitività delle condizioni economiche del servizio di rigassificazione, siamo del parere che sia opportuno compiere sul piano politico tutti gli sforzi affinché il **rigassificatore di Piombino** resti nella sua attuale localizzazione; sul tema pensiamo che il Regolatore possa esercitare efficacemente la sua funzione di *advisory* nei confronti dei soggetti istituzionali competenti.

Un'eventuale ricollocazione della FSRU in altro sito porterebbe ad un aumento dei costi del servizio, penalizzando gli importatori e incidendo negativamente sulla competitività dell'infrastruttura e sul suo utilizzo futuro (il che implicherebbe un maggior attingimento dalle risorse pubbliche di cui al Fondo ex DL 50/2022 e l'esigenza di recuperare gli "*stranded cost*" per gli interventi realizzati a Piombino).

Per queste ragioni, e per la funzione strategica che tale infrastruttura riveste per la sicurezza degli approvvigionamenti del nostro paese, riteniamo che tali costi dovrebbero essere posti a carico del sistema.

4) La filiera *Small Scale* LNG e la diffusione del biometano

Al fine di poter raggiungere gli sfidanti obiettivi che il nostro Paese si è prefissato nella produzione di biometano nonché di rispettare gli impegnativi obblighi derivanti dall'imminente Regolamento sulla riduzione delle emissioni climalteranti in atmosfera, consideriamo:

- non più differibile l'adozione di una disciplina *ad hoc* per il rilancio verso la rete di trasporto del gas immesso nelle reti di distribuzione (c.d. "reverse flow"), che ne definisca le regole per l'accesso, la gestione commerciale della capacità di trasporto nonché le condizioni per la copertura dei costi degli impianti che abilitano tale funzionalità (le c.d. "cabine bi-remi");
- di fondamentale importanza, al fine di stimolare la domanda di biometano, l'utilizzo delle Garanzie d'Origine (GO) nell'ambito del sistema di *Emission Trading* (ETS), come previsto dal D.M. MASE n. 224 del 14 luglio 2023. Si confida a tal proposito nel prezioso contributo che l'Autorità potrà offrire alle Istituzioni nella finalizzazione della disciplina di riferimento.

In particolare, è auspicabile il superamento di alcuni elementi di incertezza che riguardano:

- l'applicazione delle GO al settore marittimo, entrato nell'ETS dal 2024 per effetto della revisione avvenuta con la Direttiva (UE) 959/2023, quando invece la domanda di *biofuel* gassosi e liquidi nel settore del trasporto marittimo costituirebbe un notevole volano per lo sviluppo di biometano e del bioGNL;
- la definizione di rete utilizzata dai decreti che incentivano il biometano (D.M. 2018 e D.M. 2022) e quella relativa alla possibilità di tracciare la sostenibilità dell'energia trasferita attraverso la *virtual liquefaction*. A tal fine è necessaria una definizione di rete più puntuale, che tenga esplicitamente conto dei depositi costieri di GNL anche nelle norme tecniche (es: revisione della UNI/TS 11567), al fine di consentire alla filiera *Small Scale* LNG di contribuire alla decarbonizzazione dei trasporti e dei settori industriali non connessi a reti con obbligo di connessione di terzi.

Inoltre, si sottolinea come il Registro GO del GSE rappresenti, di per sé, uno strumento affidabile per garantire l'osservanza della certificazione di sostenibilità e la prova della riduzione emissiva prevista dalle norme *Monitoring and Reporting Regulation* (MRR) dell'EU ETS, visto che nel corredo informativo delle GO-gas è previsto che siano riportate le emissioni di CO₂ equivalenti associate al quantitativo di biometano.

Infine, con riferimento ai prezzi minimi garantiti, è auspicabile una riflessione ampia sulla competitività tra le tecnologie elettriche e gas; sarebbe utile considerare le ripercussioni che l'incentivo per la produzione elettrica possono avere sullo sviluppo degli investimenti di upgrade per la produzione di biometano.

5) Altre tematiche di mercato

Settlement e riforma dei conferimenti di capacità di trasporto

Il recente avvio della riforma dei conferimenti della capacità sui city gate e le relative criticità che stanno emergendo in relazione alla sua concreta attuazione hanno portato gli operatori del settore ad una riflessione in merito alla necessità di garantire, nei casi di introduzione di cambiamenti così profondi, una più ampia condivisione non solo degli obiettivi delle riforme, ma anche delle modalità di implementazione delle stesse.

Le regole di conferimento della capacità sui city gate vigenti fino al 30 settembre 2023 sono state negli ultimi 20 anni un riferimento per tutta la filiera del gas naturale e sulla base di queste regole si sono consolidate prassi di settore che hanno influenzato non solo i contratti fra gli utenti e le imprese di trasporto, ma anche i rapporti commerciali con gli operatori a valle della filiera e con i clienti finali, circostanza che, sebbene non competeva direttamente l’Autorità, ha creato specifici equilibri e prassi di mercato.

L’incertezza in cui versava la disciplina nel corso della campagna commerciale che ha preceduto l’inizio dell’anno termico ha impedito agli operatori di trasferire in modo chiaro e trasparente ai propri clienti finali le novità che sarebbero state introdotte. Se a questo si aggiungono le criticità paventate e successivamente emerse a seguito dell’avvio della riforma, appare chiaro come sarebbe stata necessaria una più ampia e attenta condivisione delle nuove regole, con l’obiettivo di permettere a tutti i soggetti della filiera (clienti finali compresi) di assimilare le nuove disposizioni.

In conclusione, viste le sfide che il settore si troverà ad affrontare, è auspicabile che le future evoluzioni regolatorie siano introdotte attraverso il preventivo coinvolgimento di **tutti gli stakeholder** con l’obiettivo di adottare soluzioni che risultino anticipatamente implementabili dagli operatori di settore, con la conseguente possibilità di rendere maggiormente comprensibili le trasformazioni anche ai soggetti che le subiscono a livello contrattuale (clienti finali e controparti commerciali).

Con questa modalità e in quest’ottica è auspicabile che:

- sia completata e perfezionata quanto prima la disciplina del *settlement* gas sia dando seguito alla regolazione proposta (D.CO. 114/2023/R/gas e D.CO. 351/2023/R/gas) che perfezionando la disciplina in vigore, al fine di superare definitivamente le criticità emerse sin dal suo primo avvio, ormai avvenuto il 1° gennaio 2020;
- siano risolte le numerose criticità ed incertezze segnalate relativamente alla riforma dei conferimenti di capacità.

6) Piano di Emergenza gas e Mercato del Bilanciamento

In materia di bilanciamento del sistema gas, auspichiamo che **il Regolatore porti a compimento, con un approccio equilibrato lungo tutta la filiera, la riforma relativa alla definizione dei prezzi di attivazione delle misure non di mercato** previste dal Piano di Emergenza Nazionale.

A tal proposito, si evidenzia l’opportunità che la valorizzazione dei prezzi di attivazione delle misure non di mercato sia elaborata da ARERA in modo molto oculato tenendo conto delle dinamiche che si potrebbero instaurare di conseguenza sui mercati a livello europeo (data l’incertezza degli approvvigionamenti) ed **evitando di penalizzare, in termini di prezzo di sbilanciamento, gli operatori** che, pur impegnandosi a importare gas nel sistema, potrebbero subire delle *underdelivery*, sia via pipe che presso i terminali di rigassificazione, imputabili **a cause esterne al loro controllo**.

Occorre che qualunque misura - di emergenza come anche di mercato – ivi comprese le misure del servizio di interrompibilità tecnica dei clienti industriali, tenga debitamente in conto degli impatti delle suddette underdelivery sul sistema e sugli operatori, i quali dovrebbero essere tenuti indenni da rischi di sbilanciamento per cause non direttamente imputabili a loro.

È auspicabile, inoltre, che a livello normativo e regolatorio si proceda ad aggiornare la disciplina dello **stoccaggio strategico**, adeguando le condizioni di utilizzo e reintegro del gas strategico al mutato contesto di mercato (tempistiche, condizioni economiche per l'utilizzo e relative garanzie, modalità di reintegro da parte dell'utente, meccanismi di neutralità economica per le imprese di stoccaggio e del soggetto che reintegra in caso di default dell'utente, etc.). Si ritiene, infine, opportuno che la definizione delle modalità di approvvigionamento e di reintegro dei volumi di gas strategico consideri l'esigenza di non determinare alcuna limitazione delle prestazioni di iniezione in stoccaggio normalmente rese disponibili agli utenti anche nei casi nei quali il gas da reintegrare debba essere fisicamente iniettato e non possa essere oggetto di scambi in giacenza attraverso il Mercato Gas in Stoccaggio (MGS).

3. Mercato retail e Servizi

1) Regolazione dell'attività di intermediazione alla vendita

Nello stadio di evoluzione del mercato retail in cui ci troviamo, la fiducia nel settore risulta condizione imprescindibile per stimolare un pieno e positivo ingaggio dei consumatori soprattutto alla luce dell'incremento considerevole di segnalazioni relative a fenomeni di marketing/telemarketing aggressivo che non fanno altro che aumentare il disorientamento dei clienti e indebolire appunto l'affidabilità del mercato e la reputazione degli operatori. A tal proposito, Edison, oltre a confermare la disponibilità a partecipare in modo costruttivo a tutte le iniziative dirette ad assicurare la massima tutela dei dati personali dei clienti, in prima linea, promuove la salvaguardia e la trasparenza dei rapporti tra società di vendita e clienti finali sostenendo l'adozione di una regolazione specifica dell'attività di intermediazione alla vendita.

Insieme agli altri operatori del settore e alle Associazioni di categoria, sta portando avanti l'iniziativa - già illustrata a codesta Autorità, all'Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato (AGCM) e al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) – relativa all'istituzione di un percorso professionalizzante per la nuova figura dell'intermediario alla vendita che prevede l'obbligo di registrazione ad uno specifico Albo, la cui iscrizione ed estromissione sarebbe subordinata a opportuni requisiti di onorabilità e professionalità e il cui controllo sarà assicurato da un Ente di Vigilanza con poteri ispettivi e sanzionatori.

Tale iniziativa mira alla creazione di un quadro normativo, che insieme ai già esistenti adempimenti in capo agli esercenti la vendita a tutela di un corretto operato nei confronti dei clienti finali, contribuirebbe a scoraggiare e punire condotte che danneggiano sia i consumatori che il sistema nel suo complesso.

2) Completamento della liberalizzazione del mercato retail dell'energia elettrica

Edison continua a promuovere – e lo ritiene indifferibile - il completamento del processo di liberalizzazione dei mercati finali dell'energia che, alla luce delle precedenti esperienze di graduale apertura, ha dimostrato la capacità di offrire un servizio di qualità ed un prezzo sostenibile.

Infatti, in tal senso, Edison ritiene che la completa liberalizzazione del mercato della fornitura di energia e le prossime procedure concorsuali per la definizione degli esercenti le tutele gradualmente per i consumatori domestici siano un importante risultato a beneficio dei consumatori stessi e degli operatori che hanno effettuato appositi e onerosi investimenti, al fine di garantire un adeguato livello di offerta e di servizi per la fornitura nel mercato retail.

Dovremmo essere dunque alle battute finali di un percorso condizionato, come noto, dalle numerose proroghe disposte dal Legislatore nel corso degli anni e che si appresta, finalmente, ad essere completato ma nonostante i tempi strettissimi al traguardo delle aste per l'assegnazione del Servizio a Tutele Graduali (STG) per i clienti domestici non vulnerabili, permane l'incertezza su alcuni aspetti, per prima quella legata all'applicazione delle misure previste dall'art. 36ter del DL n. 48/2023 che grava inesorabilmente sulle valutazioni degli operatori per una corretta formulazione della propria offerta. Consapevoli che, anche codesta Autorità, in merito, abbia più volte manifestato la necessità di un chiaro quadro, Edison, in coda, sostiene che oramai i tempi sono maturi e che tale clausola debba essere abrogata o almeno rivista mediante una sua applicazione al solo servizio previsto per i clienti vulnerabili. Ad ogni modo, sosteniamo che per un intervento normativo di tale portata sia necessario effettuare una valutazione approfondita degli impatti sistemici coinvolgendo opportunamente i vari attori rilevanti nel processo.

Riteniamo utile, inoltre, nella prospettiva dell'imminente avvio del STG per i clienti domestici non vulnerabili, una forte campagna informativa che chiarisca e renda consapevoli i clienti della fase di transizione in atto e degli strumenti a disposizione a supporto delle proprie future scelte. Per una maggiore trasparenza, si propone di prevedere che, a valle degli esiti delle procedure competitive, il fornitore uscente comunichi ai clienti il nominativo del fornitore che si è aggiudicato il servizio nella sua area e che eventualmente lo sostituirà nella fornitura, indicandogli anche i recapiti (sito web, numero servizio clienti e indirizzo e-mail) invitandolo a mettere in contatto per completare/aggiornare i propri dati (indirizzo e-mail, IBAN, ecc.).

Relativamente ai clienti finali vulnerabili esclusi dalle aste, auspichiamo che questa condizione transitoria di permanenza del servizio di Maggior Tutela possa trovare una rapida soluzione e siano quanto prima organizzate procedure competitive per l'assegnazione del STG anche per questi clienti, definendo così un quadro regolatorio definitivo e allineato con le disposizioni dell'art. 11, comma 2 del D.Lgs. 210/2021, che prevede che ogni fornitore possa offrire ai consumatori vulnerabili le condizioni economiche e contrattuali per loro definite da ARERA.

3) Revisione delle misure a tutela delle società di vendita in linea con le evoluzioni di mercato

Come già evidenziato nelle proposte precedenti, il mercato energetico sta attraversando una importante evoluzione legata al graduale completamento del percorso di liberalizzazione, sul quale l'impatto della crisi energetica ha ulteriormente inciso modificando da un lato i comportamenti dei consumatori e dall'altro le caratteristiche e la struttura delle offerte.

Conseguentemente, in primis, ci preme formulare una riflessione sulla problematica legata alla morosità dei clienti finali che ha un forte impatto sull'operatività degli operatori e, in vista della previsione della diminuzione degli aiuti verso famiglie e imprese per far fronte alla spesa energetica, preoccupa ancor di più.

Proponiamo, pertanto, di avviare una revisione del meccanismo di gestione della morosità al fine di rafforzare gli strumenti a disposizione del venditore a tutela del rischio di insolvenza e del fenomeno del cosiddetto "turismo energetico". In particolare, sarebbe opportuna una revisione della disciplina del Sistema Indennitario – strumento fondamentale per i venditori del settore energetico - allo scopo di tener conto delle evoluzioni dell'assetto normativo regolatorio verificatesi negli oltre dieci anni dal suo primo avvio. Tale Sistema nel suo impianto attuale risulta applicabile

ai soli casi di clienti cessati per cambio fornitore, riteniamo invece, debba essere uno strumento a completo supporto degli operatori nel recupero del credito nei confronti dei propri clienti cessati morosi e riuscire, quindi, ad arginare il fenomeno senza limitazioni anche nei casi di voltura e chiusura del punto su richiesta del cliente.

Inoltre, portiamo alla vostra attenzione una particolare fattispecie di cliente in bassa tensione che a tutti gli effetti è categorizzato come utente retail ma che ha ad esso allacciati numerosi punti per un ammontare di GWh totali rilevante, tanto da renderlo assimilabile ad un utente business. Per questa tipologia di consumatore, comunque, ad oggi si applicano le disposizioni in vigore per i piccoli clienti compresa, in particolare, la disciplina per l'esercizio del diritto di recesso. Con la Delibera 250/2023/R/com è stato fatto un passo avanti, in quanto tale provvedimento stabilisce la facoltà per il venditore di prevedere eventuali oneri di recesso nei contratti di energia elettrica di durata determinata/indeterminata e a prezzo fisso. Restano tuttavia alcuni punti aperti da esaminare con maggior dettaglio circa le implicazioni che tale disciplina può avere nello sviluppo di offerte a prezzo fisso e di PPA (Power Purchase Agreement) per questa determinata tipologia di clienti, che può ricomprendere ad esempio gestori idrici, reti di telecomunicazioni, banche, etc e che sarebbe più opportuno considerare a tutti gli effetti come clienti in media tensione, consentendo alle parti di concordare liberamente l'eventuale rinuncia al diritto di recesso. Si tratta infatti di consumatori che nel contesto attuale sono molto interessati a sottoscrivere contratti pluriennali con strutture a Portfolio Management e contratti PPA a prezzo Fisso, che tuttavia non sono proponibili nell'attuale quadro normativo, risultando l'inserimento di una facoltà di recesso con penali contraria alla natura giuridica e sostanziale di tali forniture.

4) Razionalizzazione dei rapporti tra gli attori della filiera

Si apprezzano gli interventi legislativi e regolamentari a garanzia dell'affidabilità e serietà dei venditori di energia elettrica e gas naturale in quanto pongono le basi per la creazione di un rapporto di fiducia tra i clienti finali e le controparti commerciali, ancor più necessario alla luce del processo di superamento delle tutele di prezzo e in vista di un aumento della dinamicità del mercato, permettendo al consumatore finale di muoversi con maggiore sicurezza nel mercato libero e di beneficiare delle condizioni di fornitura che questo può offrire.

Si fa riferimento, in particolare, all'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica che ha visto impegnata l'Autorità nell'ultimo anno nell'avvio del processo di verifica della puntualità dei pagamenti degli utenti del dispacciamento e del trasporto ai fini della permanenza nel suddetto Elenco e che presumibilmente, in linea con quanto già in vigore per il settore elettrico, sarà formalizzata la proposta da parte della stessa Autorità anche per la disciplina relativa ai soggetti abilitati alla vendita di gas naturale in ottemperanza all'art. 4 del DDL Concorrenza 2022.

Seppur si condividono le finalità di questi strumenti, rileviamo, tuttavia, alcune rigidità nell'applicazione delle disposizioni che regolano i rapporti di filiera, con il rischio di segnalazioni automatiche al MASE per questioni meramente tecnico-operative, che si risolvono nell'ambito della normale gestione dei rapporti tra l'utente e la sua controparte. Pertanto, auspichiamo che, a valle di una prima fase di assestamento, le disposizioni operative che regolano i rapporti di filiera possano essere adattate, laddove necessario, per evitare l'invio di segnalazioni in assenza di inadempimenti.

Riteniamo inoltre che il condizionamento della permanenza negli Elenchi alla puntualità dei pagamenti dell'utente non può prescindere dalla definizione di regole chiare nella gestione dei rapporti tra i vari attori coinvolti e dalla standardizzazione dei tracciati di fatturazione tra il trasportatore o il distributore e l'utente, dalla centralizzazione presso il Sistema informativo integrato (SII) dei relativi flussi e dalla previsione di canali di comunicazione più efficienti per la segnalazione di eventuali anomalie, che altrimenti rischiano di impedire ai venditori di offrire ai clienti un servizio di qualità. Tale criticità si evidenzia in particolar modo nel settore del gas, per cui la standardizzazione dei tracciati delle

fatture di vettoriamento risulta un'attività imprescindibile ai fini dell'applicazione dei requisiti di puntualità ai fini della permanenza nell'Elenco venditori gas.

5) Gas: reti non interconnesse

Criticità connesse al servizio con carri bombolai

Già da molti anni ormai, precisamente dall'anno 2018, con l'intento di arginare i problemi sociali che deriverebbero dall'applicazione di prezzi effettivamente aderenti ai costi, Edison si fa carico di marginalità fortemente negative per minimizzare l'impatto economico sui clienti finali serviti con carri bombolai (circa 1.500) per l'assenza di collegamento fisico tra la REMI e la rete di trasporto nazionale, nei comuni di Camerota (SA), San Fratello (ME) e Zapponeta (FG).

Questa situazione rappresenta di fatto un'eccezione alla corretta fruizione, da parte dei clienti finali siti in questi comuni, delle possibilità offerte dal mercato liberalizzato, basti pensare che per loro, le opzioni di switching verso altro fornitore sono sostanzialmente assenti consentendo quindi a questi clienti una libertà di scelta piuttosto ridotta.

Le condizioni economiche di fornitura di gas non consentono a Edison di coprire gli ingenti costi di trasporto e compressione della materia prima tramite carro bombolaio, avendo ritenuto opportuno non discriminare i clienti di questi Comuni rispetto al resto della Penisola attraverso la definizione di prezzi mirati. Da considerare anche che l'impossibilità di attivare le normali procedure di Ultima Istanza (non previste nel caso di reti non interconnesse) rende di fatto vana l'efficacia delle procedure di recupero dei crediti scaduti e fa di Edison Energia un fornitore di Ultima Istanza senza alcun meccanismo di reintegrazione degli oneri della morosità.

Criticità connesse all'attività di vendita gas diversi della società Gaxa S.p.A.

Edison come capogruppo della Società Gaxa S.p.A., ritiene opportuno portare all'attenzione la necessità di garantire un riconoscimento delle peculiarità del mercato sardo relativamente all'attività di vendita di gas diversi. Gaxa, infatti, opera con un assetto che è di fatto un *unicum* a livello nazionale, essendo l'unica società di vendita di gas diversi separata dalla società di distribuzione.

Gaxa S.p.A. è il principale operatore in Sardegna per la vendita ai clienti finali di GPL, aria propanata, metano ed energia elettrica. È nata come ramo di vendita della società di distribuzione Medea S.p.A. (parte del gruppo Italgas) ma a partire da giugno 2022 è parte del gruppo Edison, che ne controlla la quota di maggioranza. L'uscita di Gaxa dal gruppo Italgas - e quindi il venir meno dell'integrazione con l'attività di distribuzione - ha portato in evidenza alcuni aspetti critici dell'attuale disciplina regolatoria dei gas diversi.

In particolare, si evidenziano:

- 1) la mancata remuneratività delle condizioni economiche determinate per la vendita dei gas diversi. Si registra che l'attuale livello della componente CMP non consenta la copertura dei costi, sia di trasporto che di approvvigionamento della materia prima, che vengono applicati a Gaxa dai due unici fornitori di GPL sull'isola, con criticità particolare relativamente ad uno di essi; lo stesso si registra in riferimento ai costi sostenuti per l'attività di commercializzazione;
- 2) lo scostamento tra PCS misurato e PCS convenzionale utilizzato nella determinazione delle condizioni economiche: da un campionamento di gas presso una cabina di miscelazione, Gaxa ha potuto registrare una differenza sostanziale tra il PCS misurato e il PCS utilizzato nella regolazione tariffaria vigente. Da ciò ne consegue un forte scostamento tra i volumi e, va da sé, un impatto negativo sulla marginalità della materia prima;

- 3) il disallineamento tra la regolazione della vendita dei gas diversi e la vendita di gas naturale: si riscontra l'assenza di disposizioni relative alla gestione della morosità e all'erogazione di servizi di ultima istanza, per cui Gaxa si trova a garantire anche la continuità di fornitura ai clienti finali di gas diversi pur in assenza di alcuna indennità. Inoltre, al momento non è prevista alcuna disciplina per il riconoscimento e il trattamento delle perdite sulla rete di gas diversi (si stima una percentuale pari al 2,5%) né è riconosciuto a Gaxa alcun ristoro.

Le precedenti istanze sono già state presentate all'Autorità unitamente alle proposte di intervento che si valutano come necessarie per garantire il regolare servizio di fornitura ai clienti sardi. Ad oggi tali criticità appaiono sempre più concrete ed esortiamo ancora una volta l'Autorità affinché possa formulare specifiche disposizioni per consentire lo svolgimento delle attività di vendita secondo gli standard definiti dalla regolazione vigente nella peculiarità del mercato sardo e che possano consentire una corretta copertura dei costi sostenuti dalla Società.

6) Oneri Generali di Sistema

Il percorso di fiscalizzazione degli Oneri generali di sistema, avviato in ottemperanza a quanto disposto dalla L. 197/2023 va certamente nella direzione di favorire una maggiore trasparenza della bolletta energetica, anche al fine di supportare l'orientamento ad una scelta e comparazione attiva delle offerte da parte dei consumatori finali in un contesto di mercato che auspicabilmente giungerà ad una completa liberalizzazione. Tuttavia, occorre evidenziare che questa riforma non sarà esente da impatti collaterali che meritano un'adeguata riflessione. Un esempio è quello dello sviluppo delle iniziative di efficienza energetica e delle configurazioni di autoconsumo, che ad oggi basano la loro attrattività per il cliente finale principalmente sui risparmi economici che riescono a garantire grazie a minori prelievi di energia elettrica dalla rete; qualsiasi intervento sulle componenti amministrative della bolletta, ha quindi una diretta incidenza sulla loro convenienza economica.

Gli interventi regolatori degli ultimi anni relativi agli oneri generali di sistema, dalla deliberazione 735/2022/R/com con cui è stata prevista la fiscalizzazione degli "oneri nucleari" (A2RIM e AmctRIM), fino al percorso di fiscalizzazione delineato dall'Autorità all'interno della delibera 432/2023/I/com, non hanno introdotto alcun tipo di riflessione sugli impatti potenziali di tali interventi sulle iniziative di efficienza energetica e autoconsumo.

Per la ragioni di cui sopra si ritiene imprescindibile che laddove venissero proposti interventi strutturali sugli oneri generali di sistema vengano contestualmente valutati ed introdotti meccanismi di supporto per gli investimenti di efficienza energetica ed autoconsumo, salvaguardando le iniziative già avviate da parte degli operatori. Visto il contributo efficiente (anche in termini di competitività relativa rispetto allo sviluppo di tecnologie sempre più innovative e decarbonizzate) che esse possono fornire nel raggiungimento degli sfidanti obiettivi della transizione energetica.

7) Teleriscaldamento

L'ultimo anno ha rappresentato per il settore un momento di svolta, l'attività consultiva messa in atto dall'Autorità per ottemperare ai dettati dell'articolo 47 bis della Legge 21 aprile 2023 n. 41, in merito alla regolazione tariffaria del servizio, ha rappresentato un momento di riflessione importante per l'intera filiera del teleriscaldamento. In tal senso, abbiamo apprezzato la pubblicazione di un secondo documento di consultazione per meglio approfondire i dettagli di un intervento regolatorio di tale portata per il settore.

Pur riservandoci di sviluppare considerazioni più approfondite proprio in risposta al DCO 546/2023/R/tlr, crediamo che l’Autorità abbia inquadrato le principali criticità relative alla regolazione tariffaria del settore, in primis le differenze interne allo stesso: dimensionali, impiantistiche, relative ai combustibili. Ogni rete, infatti, viene costruita su misura per i territori che serve, sarà fondamentale per la regolazione tariffaria ventura l’adattamento a questo stato di cose, che ha reso il teleriscaldamento una risorsa di decarbonizzazione, e benessere materiale, importante per i territori. Ciononostante, permangono perplessità sulla possibile applicazione della nuova disciplina a far data dal 1° gennaio 2024. Come già osservato nel precedente documento di consultazione sarebbe, infatti, auspicabile rinviarne l’efficacia all’avvio della prossima stagione termica anche in ragione del mutato contesto di riferimento.

Più in generale, si ritiene che tale attenzione per il settore, e per il suo sviluppo, dovrebbe permanere anche in futuro, con la creazione di momenti di confronto sempre più granulari con gli operatori, allo scopo di perfezionare il metodo tariffario, per giungere a risultati condivisi, maturi, idonei a tutelare i clienti ed a sostenere gli investimenti degli operatori.

8) Mobilità Elettrica

Il percorso cominciato con la consultazione 449/2022/R/eel sta ormai giungendo al termine con la pubblicazione del documento 540/2023/R/eel; a riguardo si ritiene apprezzabile l’atteggiamento propositivo mostrato dall’Autorità, con le sperimentazioni introdotte negli scorsi anni, e con le proposte inserite nell’ultima consultazione (540/2023) volte a incentivare applicazioni innovative, e lo shifting dei carichi in fasce orarie meno problematiche per il sistema.

Il perdurare di bassi numeri di veicoli elettrici circolanti nel paese deve tuttavia fungere da stimolo alle riflessioni, e all’azione, per le istituzioni e per le imprese, che devono adottare approcci sempre più propositivi volti a creare una via italiana alla mobilità elettrica; fondamentale in questo senso – per gli operatori e per i clienti – sarà la visibilità, e quindi la presenza di framework di supporto, e di riferimento, strutturali e vevoli per il lungo periodo.

Si ritiene che la transizione all’elettrico della mobilità leggera abbia ormai raggiunto profili di necessarietà dal punto di vista delle tempistiche improrogabili, in luce degli obiettivi euro-nazionali, e della necessità fattuali di decarbonizzazione.

