

AUDIZIONI PERIODICHE ARERA 2022

Memoria Edison

Premessa

Se il 2022 ha visto il susseguirsi di misure emergenziali, necessarie per gestire una situazione a tratti drammatica, la sfida per il futuro è quella di mettere a frutto l'esperienza maturata riordinando le idee con l'intento di agire per preservare il funzionamento del mercato e incanalando la riflessione nell'ambito del **percorso di transizione ecologica**.

Per **Edison**, impegnata a svolgere al meglio il ruolo di guida della transizione energetica per i propri clienti e fornitori e per le comunità e territori in cui opera, è necessario operare lungo **tre assi principali**, in linea con le attività che caratterizzano il proprio piano di crescita industriale.

1. **Consumatori e servizi**: i consumatori finali, duramente colpiti dalla grave crisi in atto, necessitano di strumenti e misure che da un lato garantiscano loro l'accesso su base continuativa alle forniture energetiche e dall'altro li supportino nel percorso di decarbonizzazione. Questo è il ruolo che gli **operatori del mercato retail** devono poter esercitare, affrancandosi da logiche e misure che, invece, nel corso dell'anno li hanno sempre più costretti ad agire come operatori finanziari a supporto del sistema. Fondamentale la definizione di misure regolatorie equilibrate, volte a tutelare il sistema nel suo complesso, oltre a fornire indicazioni certe sulle tempistiche e sulle modalità con le quali sarà completato il percorso di liberalizzazione, che deve essere perseguito senza esitazioni.
2. **Attività gas**: le dinamiche dei prezzi energetici verificatesi quest'anno ci hanno ricordato il ruolo fondamentale che il gas ancora oggi ricopre nelle economie dei paesi europei. In quest'ottica, rileva l'opportunità per il consumatore finale di poter accedere a fonti più vicine, competitive e non ancora a portafoglio del sistema Italia, come quelle Israeliane attraverso il **progetto Eastmed**, che necessita di un modello regolatorio che ne faciliti la realizzazione in ottica europea. Sempre in tema di sicurezza degli approvvigionamenti, l'ultimo anno ha reso ancor più evidente l'apporto e la rilevanza degli **importatori** che assicurano la continuità delle forniture di gas nel sistema. In questo contesto, la regolazione dovrebbe, fornire una **cornice abilitante**, che consenta di salvaguardare il funzionamento del mercato e di far fronte ai nuovi rischi che si presentano in un contesto in così rapida evoluzione. Dall'altra parte il gas si presenta anche come un elemento chiave per la progressiva decarbonizzazione della nostra economia, e di alcuni settori in particolare, come quello dei trasporti. In tale prospettiva un ruolo molto importante lo possono giocare le infrastrutture **Small Scale del GNL**, con una regolazione che dovrebbe lavorare per accelerare la diffusione dei green gas (biometano e bio-GNL).

Edison Spa

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

Capitale Soc. 5.377.000.671,00 euro i.v.
Reg. Imprese di Milano e C.F. 06722600019
Partita IVA 08263330014 - REA di Milano 1698754

Altrettanto fondamentale lavorare per promuovere la **cattura della CO2** nei processi industriali e della generazione termoelettrica, con un mercato che sia regolato sul modello di quello del gas naturale.

Merita, infine, un cenno la necessità di accrescere la competitività dell'**idrogeno verde** attraverso lo sviluppo del giusto quadro incentivante, che dovrebbe puntare ad abbattere il costo dell'energia elettrica utilizzata dall'elettrolizzatori.

3. Sviluppo FER e flessibilità

Il rischio di non riuscire a realizzare tutti gli investimenti FER al 2030 è concreto. È quindi quanto mai opportuno proceder al **rinnovo delle aste GSE** per rilanciare gli investimenti nelle rinnovabili rallentati negli ultimi anni. D'altro canto, auspichiamo che a livello Paese venga adeguatamente supportato anche lo **sviluppo di nuove tecnologie**, come il **Wind off shore**, attraverso l'individuazione di progetti industriali concreti che contribuiscano anche alla ripresa del Paese.

L'aumento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili comporterà, inevitabilmente, una maggior volatilità nel mercato elettrico, tale da rendere cruciale il ruolo dei sistemi di accumuli e della generazione termoelettrica, veri e propri elementi abilitanti. Necessario ed urgente, quindi, la definizione di un quadro regolatorio che *i)* promuova lo **sviluppo dei pompaggi**, caratterizzati da tempi di autorizzazione e realizzazione fisiologicamente non brevi e che *ii)* riconosca una corretta valorizzazione di tutti i servizi offerti degli impianti a gas, oltre a rendere il **Capacity Market** un elemento strutturale del mercato elettrico (post 2024).

Infine, preme sottolineare che il quadro regolatorio dovrà assicurare uno stretto **coordinamento tra i diversi meccanismi** necessari al percorso di decarbonizzazione del sistema elettrico, preservandone l'adeguatezza e la sicurezza (es. Aste FER, sistemi di accumulo, Mercato della Capacità, Time Shift ecc.) evitando un'**eccessiva segmentazione del mercato**.

Di seguito, le nostre proposte.

Proposte di dettaglio

1. Consumatori e servizi

Fine tutele di prezzo

Da sempre Edison ritiene che il completamento del processo di liberalizzazione dei mercati finali dell'energia rappresenti un passaggio fondamentale perché si dispieghino appieno le dinamiche concorrenziali che, sin dai primi passi del percorso di progressiva apertura dei mercati, hanno condotto allo sviluppo di offerte competitive e servizi innovativi a beneficio dei clienti finali nella convinzione che una scelta attenta e consapevole da parte dei consumatori costituisca il migliore strumento per mitigare l'aumento della propria spesa energetica.

Si tratta di un percorso in cui la stessa Autorità, anche implementando quanto disposto dalla Legge 124/2017 in termini di misure propedeutiche all'apertura totale del mercato (introduzione del Portale Offerte, disciplina delle Offerte PLACET, etc), si è adoperata per creare le condizioni necessarie per assicurare che ai consumatori non vengano meno protezione e supporto nell'orientarsi sul mercato.

L'attuale contesto ha messo in discussione il percorso di liberalizzazione dei mercati energetici, elettrico e gas per cui, in ultima istanza, mancano indicazioni chiare sulle modalità con le quali si intende gestire il processo di uscita consapevole dei clienti dal regime tutelato.

- Con riferimento alla **fine tutela gas**, la scadenza precedentemente fissata al 1° gennaio 2023 sarà purtroppo, posticipata al 1° gennaio 2024 dal Decreto Legge 18 novembre 2022, n. 176 (il cosiddetto DL Aiuti-quater), emanato a poche settimane dall'effettiva data di passaggio al mercato libero e mentre era già stato avviato e in scadenza il procedimento consultivo per disciplinarne la rimozione e definire le condizioni di erogazione della fornitura ai clienti vulnerabili (cfr. delibera 489/2022/R/com).
- Medesime criticità si rilevano con riferimento al **settore elettrico**, dove la pianificazione degli step propedeutici all'avvio del STG microimprese è avvenuta in uno scenario di grande incertezza, nel quale all'eccezionale situazione di crisi del settore dell'energia si sono aggiunte problematiche di natura operativa quali il blocco dei sistemi GSE a cui hanno poi fatto seguito diversi provvedimenti, quali il posticipo annunciato della data delle procedure concorsuali (Delibera 419/2022/R/eel) e la Segnalazione 461/2022/I/com, con cui ARERA ha manifestato a Parlamento e Governo il proprio favore ad una proroga al 1° luglio 2023 dell'avvio del STG microimprese. Per ultimo, la comunicazione da parte di Acquirente Unico (AU) dell'avvio delle aste, con preavviso irrisorio, ha indebolito fortemente lo svolgimento ordinato delle attività funzionali a garantire il trasferimento coerente dei dati dei punti di prelievo non consentendo di indirizzare i propri *effort* operativi e gestionali utili all'espletamento di tutte le attività pre e post-asta.

Preme ribadire la ferma convinzione che sia necessario **evitare ulteriori proroghe** e che sia essenziale indirizzare il tempo a disposizione per **definire in maniera tempestiva le modalità con le quali sarà gestito il processo di liberalizzazione** per i clienti domestici su entrambi i mercati, al fine di garantire un quadro certo e definitivo a consumatori ed operatori (Non si trascuri, infatti, che la mancata chiarezza metta in difficoltà gli operatori, sia nelle proprie scelte commerciali che nel rapporto con i clienti che seppur provvisti di importanti strumenti quali il Portale Offerte, risultano disorientati dalle continue modifiche di scenario, per di più in assenza di una diffusa campagna di informazione istituzionale, di cui si auspica un celere avvio.)

In particolare, relativamente all'identificazione dei clienti vulnerabili meritevoli di uno specifico trattamento tariffario, sarà opportuno che l'Autorità individui soluzioni che minimizzino la complessità gestionale dei processi a carico degli esercenti l'attività di vendita, sfruttando gli strumenti già a disposizione, che permetterebbero al Sistema Informativo Integrato (SII) di fornire informazioni facilmente mappabili e tracciabili, anche in virtù del già esistente canale comunicativo tra lo stesso e

l'INPS. In questo modo verrà garantita l'oggettiva identificazione dei clienti, il relativo controllo e la minimizzazione di errori

Morosità

L'intera filiera del gas e dell'energia elettrica ha subito l'impatto delle dinamiche legate all'aumento esponenziale dei prezzi e alla volatilità sui mercati all'ingrosso. Le conseguenze di tale contesto gravano in modo importante sia sui consumatori, che si trovano a far fronte con estrema difficoltà a costi energetici sempre più insostenibili, sia sulle imprese di vendita per cui risulta estremamente critica la gestione di un portafoglio in tali condizioni di mercato, nonostante la disponibilità degli operatori a mettere in campo tutte le proprie risorse per supportare i clienti in questo difficile momento.

Infatti, con il protrarsi di questa alterazione del mercato, nella filiera energetica le imprese di vendita si trovano a dover sostenere criticità difficili da prevedere e gestire, tra queste i mancati pagamenti da parte dei clienti che gravano sulla loro esposizione finanziaria. L'incremento della morosità, sia in termini di valore delle fatture che di numero di clienti non paganti, si è oltretutto andata a sommare all'effetto degli interventi governativi che hanno promosso le rateizzazioni delle bollette a favore dei consumatori domestici e industriali intaccando ulteriormente l'equilibrio economico-finanziario dei venditori. Edison concorda sulla necessità di supportare i clienti con misure a loro sostegno in materia di rateizzazione, ma auspica che le eventuali e ulteriori proposte in tema di dilazione di pagamento vengano accompagnate da opportuni e rafforzati strumenti di garanzia statale (modello SACE). A tal proposito, si auspica che l'Autorità possa rendere noto ai Ministeri l'impatto generato dalle diverse misure approvate e l'esigenza, oggi ancor di più, di salvaguardare la situazione finanziaria ed economica delle società del settore in vista di un possibile peggioramento delle condizioni di contorno durante l'inverno e della morosità dei clienti finali.

Per ultimo, si coglie l'occasione per manifestare una generale preoccupazione circa la possibile proliferazione di iniziative di carattere locale volte a calmierare le bollette dei consumatori con modalità non standardizzate e geograficamente non uniformi. Seppur se ne comprendano e condividano le finalità, tali provvedimenti si sovrappongono alle già presenti disposizioni regolatorie vigenti nell'ambito della vendita di energia al mercato finale valide per tutto il territorio nazionale, senza distinzione. Pertanto, l'introduzione di tali iniziative regionali dovrebbe essere monitorata da parte di ARERA e ricondotta in un contesto standardizzato, auspicabilmente poggiando sulle infrastrutture già esistenti quali il SII, in modo da evitare di intaccare gli attuali meccanismi disposti dalla regolazione oltre che comportare per le società di vendita oneri aggiuntivi di integrazione di modifiche sistemiche differenti a seconda dell'interlocutore regionale.

Art.3 Aiuti bis: rinnovi

Con il decreto-legge n. 115/22 (il cosiddetto DL Aiuti-bis) il Legislatore ha sospeso sino al prossimo 30 aprile 2023 l'efficacia delle cosiddette modifiche unilaterali dei contratti di fornitura di energia elettrica e

gas naturale di definizione del prezzo, che consentono di variare unilateralmente le condizioni economiche di fornitura prima della relativa scadenza. Alcune possibili letture della norma recentemente emerse e i provvedimenti cautelari che l’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avanzato, parrebbero invece suggerire l’applicazione di tale sospensione anche ai rinnovi di condizioni economiche scadute.

Un simile scenario comporterebbe inevitabilmente:

- gravi effetti sull’equilibrio economico-finanziario degli operatori che sono soliti coprire, con contratti di natura fisica o finanziaria, le proprie vendite per l’arco temporale di validità delle condizioni economiche contrattuali. Tali coperture consentono alle imprese di vendita di assicurare la disponibilità di energia elettrica o gas al cliente finale ai prezzi concordati sino alla scadenza delle condizioni economiche sottoscritte, oltre la quali anche le coperture scadono. Gli operatori sarebbero oggetto di ulteriori gravi difficoltà e ingenti perdite qualora dovessero rimanere valide condizioni economiche scadute; in concreto sarebbero, infatti, costretti a vendere energia fino ad aprile 2023 ad un prezzo, definito 12/24 mesi prima certamente inferiore rispetto ai valori che rappresentano il mercato dell’energia oggi.
- significativi impatti di natura anticoncorrenziale e discriminatoria tra operatori attivi nel mercato libero – ambito a cui si applica l’art. 3 del DL Aiuti-bis - e quelli che operano nel mercato tutelato e relativi loro clienti. Si andrebbe in particolare a favorire uno specifico segmento di consumatori – chi ha sottoscritto contratti a prezzo fisso in una fase antecedente all’aumento dei prezzi - e non le fasce di consumatori titolari di condizioni di prezzo indicizzate, attualmente meno favorevoli.

A valle di tali considerazioni e dell’evidente contrasto con il comunicato congiunto AGCM/ARERA rilasciato il 13 ottobre u.s. evidenziamo l’esigenza e l’urgenza di favorire un intervento normativo che definisca il perimetro di applicazione dell’art. 3 del DL Aiuti-bis consentendo alle imprese di vendita di energia elettrica e gas naturale di aggiornare le condizioni economiche e contrattuali dopo la scadenza delle stesse, nel rispetto dei termini di preavviso contrattualmente previsti e fermo restando il diritto di recesso della controparte.

Autoconsumo e Comunità Energetiche

La transizione energetica passa anche dallo sviluppo e dal consolidamento di nuovi modelli di produzione e consumo dell’energia, che sono definiti dal concetto di “comunità energetica rinnovabile” dove è previsto il ruolo attivo del consumatore e una partecipazione diretta dei cittadini e non solo.

Nonostante i ritardi con cui si sta definendo il quadro normativo/regolatorio, il completamento normativo dovrebbe essere alle battute finali. Proprio di qualche giorno fa la pubblicazione della consultazione da parte del MASE relativa all’attuazione della disciplina per la regolamentazione degli incentivi per la condivisione dell’energia di cui all’articolo 8 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199.

Per accelerare lo sviluppo delle Comunità Energetiche è fondamentale:

- completare il quadro regolatorio/normativo di riferimento, fattore cardine per la costituzione e l'ingegnerizzazione dei modelli di autoconsumo. Gli ultimi atti attesi sono i Decreti incentivanti da parte del MASE e la pubblicazione del TIAD (Testo Integrato Autoconsumo Diffuso) da parte di ARERA come anticipato nel DCO 390/2022
- confermare la presenza di soggetto terzi specializzati come le ESCO a supporto delle Comunità assumendo, ad esempio, le responsabilità di coordinamento dei vari membri delle configurazioni, di interfaccia della comunità con l'esterno e di gestione dei rapporti e dei flussi economici che si generano all'interno della comunità
- che l'incentivazione sia tale da attrarre investimenti identificando un giusto trade-off tra la necessità di favorire una diffusione capillare sul territorio dell'autoconsumo, valorizzando quindi impianti di più piccola taglia, e al contempo non limitare lo sviluppo di impianti di taglia maggiore
- chiarire che le grandi imprese, seppur con un ruolo non di controllo come previsto dalla legge, possano partecipare come utenti (si pensi ad esempio alla GDO);
- che l'Autorità stabilisca delle tempistiche massime stringenti affinché il GSE, in collaborazione con i distributori, pubblici delle mappe convenzionali finalizzate all'identificazione delle utenze aggregabili in una CER;
- pervenire ad una rapida approvazione del relativo Decreto incentivante, ad oggi in pubblica consultazione. Proprio in merito alla consultazione del Decreto incentivante MASE preme evidenziare la non condivisione del meccanismo proposto, ovvero l'applicazione di un tetto di prezzo pari a 80 €/MWh nel caso di quota di energia condivisa inferiore al 70%. Non si comprende la ratio di tale disposizione che appare del tutto inappropriata e mina lo sviluppo delle Comunità energetiche e i sistemi di autoconsumo.

Infine, si ritiene che un ruolo cardine nel processo di transizione energetica in corso debba essere attribuito alla cogenerazione ad alto rendimento (CAR), in grado di servire le utenze coinvolte in una comunità energetica sia con il vettore elettrico che con quello termico contribuendo alla riduzione delle emissioni in ambiente. Per questo auspichiamo si possano individuare adeguate forme di sostegno/premialità anche nei casi di autoconsumo virtuale di energia elettrica prodotta da impianti CAR.

Oneri generali di sistema

Impatti sulla PA. Gli oneri generali di sistema rappresentano voci in bolletta a copertura dei costi relativi ad attività di interesse per il sistema elettrico, la cui raccolta è oggi destinata principalmente alla remunerazione degli incentivi alle fonti rinnovabili.

I vari interventi normativi di riduzione ed annullamento dei predetti oneri, così come accorsi nei mesi precedenti, producono, infatti, un effetto distorsivo nel caso di contratti di prestazione di servizi energia, con una perdita diretta dei ricavi (e marginalità) da parte degli operatori rispetto alle condizioni iniziali di investimento.

Costituendo una parte significativa della bolletta, tali oneri costituiscono, infatti, il meccanismo di supporto indiretto alla realizzazione di interventi di efficientamento energetico e di autoproduzione. È pertanto, del tutto evidente come la loro riduzione/annullamento determini un grave e non più sostenibile pregiudizio economico per gli operatori del settore.

A tal fine, si suggerisce quindi l'introduzione di un meccanismo di compensazione economica per i contratti pubblici aventi ad oggetto la prestazione di servizi energetici nell'ipotesi in cui si verificano variazioni superiori al 15% rispetto al valore annuale dello stesso contratto. Tale meccanismo contribuirebbe a salvaguardare il mercato, riuscendo ad evitarne il collasso. Si evidenzia infatti come siano numerosi i contratti di recente stipula (contratti partiti da uno/due anni e con un orizzonte di ancora cinque/sei anni) e che stanno portando gli stessi operatori a valutare l'ipotesi, non più remota ormai, di una risoluzione contrattuale.

Confidiamo che l'ARERA, nel corso delle proprie interlocuzioni istituzionali, possa farsi parte attiva per la rappresentazione della criticità sopra descritta.

Fiscalizzazione quota parte degli oneri generali di sistema. Le configurazioni di autoconsumo e, più in generale, le iniziative di efficienza energetica attualmente sono prevalentemente sostenute attraverso meccanismi di supporto indiretto, quali l'esenzione degli oneri generali di sistema.

In tal senso, riteniamo che qualsivoglia intervento di fiscalizzazione di quota parte dei predetti oneri debba necessariamente presupporre dei meccanismi compensativi e che gli investimenti già avviati da parte degli operatori siano oggetto di adeguata tutela.

Si osserva, inoltre, che gli oneri generali di sistema, specie quelli afferenti alla componente ASOS (la più rilevante in termini economici) sono in costante riduzione, con un décalage maggiormente marcato a partire dal 2027.

Pur consapevoli del delicato ruolo che l'ARERA dovrà esercitare nei prossimi mesi per continuare a sterilizzare gli aumenti dei prezzi dell'energia, riteniamo, infatti, che non sia possibile procedere ad interventi strutturali sulle bollette energetiche non considerando gli impatti che si andrebbero a produrre nel settore dell'efficienza energetica e dell'autoconsumo.

La trasformazione di strumenti di supporto implicito in meccanismi di incentivazione esplicita potrebbe ovviare a tali criticità, sempre che il percorso di fiscalizzazione e adozione di nuovi strumenti di supporto proceda di pari passo.

Strumenti incentivanti a favore degli interventi di efficienza energetica

Gli interventi di efficientamento dei consumi energetici rappresentano ad oggi lo strumento più efficace, ed immediato, per far fronte agli odierni alti prezzi dell'energia, e per sostenere una reale e progressiva decarbonizzazione dei consumi.

Tali interventi, sono ad oggi sostenuti in Italia da diversi strumenti incentivanti: Titoli di Efficienza Energetica, Conto termico, Detrazioni Fiscali, Fondo nazionale per l'efficienza energetica; strumenti spesso sovrapponibili, e complessi, che rendono difficoltosa la comprensione per la gran parte dei soggetti potenzialmente interessati.

Relativamente ai meccanismi incentivanti menzionati preme sottolineare la presenza di alcune criticità:

- La mancanza di un framework normativo di lungo periodo, idoneo a sostenere investimenti importanti; si sottolinea infatti come nel nostro paese le misure detrattive siano, storicamente, temporalmente poco solide, disponibili per un tempo limitato; altro esempio può essere fornito dai titoli di efficienza energetica, dove si sono susseguiti diversi interventi, tra cui l'introduzione di un meccanismo di aste, la cui implementazione è attesa da quasi un anno.
- Complessità delle procedure di presentazione delle domande di accesso ai singoli strumenti di supporto, in particolar modo per gli interventi più complessi, tipici del settore industriale; oppure eccessivamente laboriosa in termini documentali in caso di interventi più piccoli.
- Lunghezza degli iter amministrativi e valutativi e difficoltà di interlocuzione con i soggetti istituzionali.

Da ultimo si sottolineano alcune proposte in merito al meccanismo dei titoli di efficienza energetica:

- il principale problema del meccanismo rimane la complessità, risultano quindi prioritari interventi volti a semplificare il processo di presentazione dei progetti.
- Il meccanismo potrebbe servire da sostegno anche per la realizzazione di interventi innovativi (economia circolare, idrogeno, biometano), in questo senso si attende la prossima definizione del meccanismo ad aste.

Teleriscaldamento

Il teleriscaldamento rappresenta ad oggi un'importante leva di efficientamento dei consumi termici finali - in Italia l'energia termica residenziale e terziaria pesa per circa il 50% dei consumi – e grazie alla sua natura "territoriale" può offrire soluzioni di decarbonizzazione "su misura" sfruttando le specificità dei luoghi e dei tessuti economici dove si sviluppa, con la possibilità di utilizzare diverse tecnologie di generazione (CAR, fotovoltaico, pompe di calore, geotermico) e fonti energetiche differenti (dal cippato forestale - attivando economie "bosco-energia" - al biogas/biometano).

Queste iniziative – capital intensive - necessitano però, per concretizzarsi, di orizzonti temporali mediamente lunghi: almeno due anni di analisi, circa tre anni per la realizzazione e commercializzazione e decenni di ammortamento e gestione in convenzione con il Comune di riferimento; caratteristiche che rendono fondamentale la presenza di un quadro normativo stabile ed un consenso territoriale costruito su filiere di partner e fornitori ben strutturate e distribuite. Si segnala come la mancata estensione del regime di IVA agevolata al 5% per gli utenti del teleriscaldamento risulti penalizzante per il settore, anche

alla luce delle caratteristiche virtuose di tale tecnologia in termini di decarbonizzazione ed efficienza nell'utilizzo delle risorse.

2. Attività gas

Trasporto

In tema di conferimento delle capacità di trasporto è stata oltremodo apprezzata **l'introduzione di modalità più flessibili quali prodotti di capacità infra-annuali in corrispondenza dei punti di riconsegna direttamente allacciati alla rete di trasporto**, anche al fine di supportare le attività di negoziazione e contrattualizzazione di forniture a clienti grossisti e finali, poiché - attenuando l'esposizione economica e finanziaria dei suppliers - ha consentito di superare la situazione di stallo in cui erano finiti gran parte dei rinnovi contrattuali.

Con riferimento alla **consultazione in atto sulle tariffe per servizio di trasporto per il VI periodo regolatorio**, accogliamo con favore l'ampliamento, tra gli orientamenti finali, delle **opzioni di prenotazione delle capacità di trasporto sui punti di riconsegna dei clienti direttamente allacciati, introducendo anche quella su base mensile e giornaliera** (attraverso dei moltiplicatori che, tuttavia, presentano una forte discrepanza rispetto quelli vigenti per i clienti termo), che possano coesistere con le modalità di conferimento di tipo implicito che entreranno in vigore a partire dal 1 ottobre 2023.

Sempre più rilevante, in prospettiva, sarà la tariffazione dei **punti di interconnessione con le frontiere estere**, al fine di favorire una piena integrazione dei mercati.

Stoccaggio

Il 2022 ci ha ricordato quanto siano importanti gli stoccaggi gas per la sicurezza del sistema e il contenimento dei prezzi. In tale ambito, **a nostro parere**, occorrerà non solo proseguire con gli **interventi che consentano di massimizzare il riempimento degli stoccaggi e ne preservino nel tempo le prestazioni, ma anche valutare la reintroduzione di forme di agevolazione e/o di incentivazione allo sviluppo di nuove capacità di stoccaggio gas**. A tale proposito, ci pare opportuno fare tesoro dell'esperienza di quest'anno per confermare le misure che si sono rivelate più efficaci in tal senso, che potrebbero essere mantenute anche in assenza di fenomeni di *backwardation* dello spread estate-inverno durante la prossima fase di iniezione. Ci riferiamo, in particolare, al **premio giacenza** e al meccanismo delle **allocazioni implicite** (c.d. "extra-iniezioni" su base giornaliera) e, più in generale, che sia prevista la possibilità di bidding di **prodotti con orizzonti di più breve termine rispetto al prodotto con iniezione mensile**, che potrebbero ulteriormente contribuire ad abbassare il livello di rischio, e quindi l'esposizione finanziaria, degli utenti dello stoccaggio in un periodo che si preannuncia ancora denso di incertezze.

Inoltre, riteniamo utile proseguire con **forme di incentivazione del mantenimento in stoccaggio di adeguati volumi di gas** a fine campagna di erogazione, al fine di agevolare la prossima fase di iniezione e di renderla meno onerosa per il sistema (in prospettiva, esse dovrebbero contribuire ad evitare di dover ricorrere a riempimenti di ultima istanza da parte di operatori non di mercato come avvenuto quest'anno). A tal fine, ulteriori misure che riteniamo possano rivelarsi efficaci sono:

- a. **anticipo delle procedure concorsuali** per il conferimento delle capacità annuali e pluriennali al mese di gennaio;
- b. **aumento della frequenza delle aste**, con possibilità di conferimento di prodotti con orizzonti di iniezione di più breve termine rispetto al mese, come anticipato sopra;
- c. **conferimento implicito delle giacenze a fine marzo**, con riconoscimento di un **premio** giacenza.

Tali misure dovrebbero essere accompagnate con la definizione, con congruo anticipo, di **un set di meccanismi che siano pronti ad intervenire in caso di rapidi mutamenti del contesto di mercato**, che fungano da strumenti di copertura dal rischio e consentire agli utenti di iniettare gas in stoccaggio anche in caso di ritorno dell'inversione dello spread e di elevata volatilità dei prezzi (riduzione dei prezzi di riserva, contratti per differenza a due vie, flessibilizzazione del valore del premio giacenza, etc.).

Un'ulteriore misura che potrebbe alleggerire le esposizioni finanziarie in un periodo di elevati prezzi è quella di poter utilizzare in quantità maggiori rispetto a quanto oggi previsto il **gas in garanzia** a favore del Responsabile del Bilanciamento e degli istituti di credito. L'obiettivo dovrebbe essere perseguito, tuttavia, temperando anche l'esigenza di garantire l'invarianza economica per l'operatore di stoccaggio nel caso in cui gas prestato in garanzia e/o escusso come garanzia permanga in giacenza, al termine dell'anno termico di riferimento (31 marzo), e pregiudichi la possibilità di conferire tutta la capacità per il successivo anno termico.

Infine, auspichiamo che sia reso obbligatorio **su tutti gli hub di stoccaggio il conferimento di capacità da parte del Responsabile del Bilanciamento**, per i quantitativi ritenuti funzionali alle finalità di seguito elencate: la partecipazione ai Mercati del gas in stoccaggio (MGS) anche degli utenti delle altre imprese di stoccaggio, al momento di fatto esclusi; una migliore e più efficiente gestione delle modalità di eventuale escussione del gas in garanzia prestato a suo favore da parte degli utenti; la praticabilità presso tutti gli hub di eventuali interventi di riempimento di ultima istanza.

Rigassificazione

Nel corso del 2022 ARERA ha introdotto progressivamente una serie di misure che hanno favorito un maggiore utilizzo delle infrastrutture di rigassificazione, **rendendo le condizioni di accesso più flessibili ed economicamente più sostenibili** (interventi sui costi di trasporto agli *entry* dai terminali e sul prezzo di riserva).

Al fianco di quelle appena citate, che riteniamo opportuno confermare per il prossimo anno termico, ai fini del medesimo obiettivo di favorire il completo utilizzo delle capacità di rigassificazione, potrebbe

giovare introdurre il riproporzionamento degli slot e, conseguentemente, del costo della capacità in funzione della dimensione delle navi.

In relazione alla recente consultazione avviata da Snam sulle regole per il conferimento della capacità presso **la nuova FSRU di Piombino**, auspichiamo che i criteri di assegnazione delle relative capacità siano definiti in modo coerente con gli obiettivi che hanno spinto il Governo e il Parlamento a sostenere gli sviluppi infrastrutturali di tali nuovi impianti di rigassificazione. In tale contesto di acclarata emergenza, andrebbe, a nostro avviso, valutata attentamente la possibilità che la suddetta allocazione di capacità di rigassificazione su un orizzonte di lungo termine sia rivolta, **su base continuativa e in via prioritaria, ai soggetti:**

- che possano garantire la disponibilità di contratti di fornitura già in essere, di fonti affidabili di lungo termine;
- dimostrino una stabile presenza nella vendita di gas naturale sul mercato finale;

secondo **procedure concorsuali che garantiscano la diversificazione delle fonti di importazione attraverso la più ampia partecipazione degli operatori.**

La filiera Small Scale LNG e la diffusione dei bio-carburanti

Pur con le difficoltà dell'ultimo anno, il gas conserva le sue grandi potenzialità di vettore chiave nella transizione verso la decarbonizzazione della nostra economia, e di alcuni settori in particolare, come quello dei **trasporti**. Sebbene tale settore sia al di fuori degli ambiti di competenza di ARERA, quest'ultima può fare molto per favorire lo sviluppo e l'integrazione nel sistema del gas di un biocarburante come il bio-GNL, in virtù del compito attribuitosi nel proprio Quadro Strategico 2022-2025 di provvedere allo sviluppo delle **Garanzie di Origine** per l'idrogeno e altri **gas rinnovabili** (linea di intervento e) dell'Obiettivo Strategico OS.22).

In quest'ottica, la **filiera dello Small Scale LNG può giocare un ruolo molto importante**. Ad esempio, i **depositi di GNL** potrebbero rendere possibile l'operazione secondo cui un utente produttore di **biometano** possa cedere il titolo di rinnovabilità (GO, o altri certificati) ad un altro operatore che possa adoperarlo per il proprio gas di rete ovvero di GNL stoccato nei serbatoi primari o secondari (basato su un'analoga quantità energetica), trasformandolo in **bio-GNL**.

Il sistema nel suo complesso ne avrebbe un beneficio, in quanto favorendo la commerciabilità del prodotto se ne incentiva la sua produzione, funzionale al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. La suddetta operazione si può peraltro concretizzare senza alcun passaggio intermedio di liquefazione fisica, quindi, senza apportare oneri evitabili, oggi quasi proibitivi per i costi energetici, e quindi in maniera più efficiente, sfruttando, quindi, un sistema di tracciabilità della caratteristica "bio" di quel vettore che ne consenta la sua trasferibilità nel mercato, e senza la necessità di costruire nuove infrastrutture (ad es. microliquefattori).

In sintesi, riteniamo che ARERA possa fortemente contribuire allo **sviluppo di strumenti per l'incentivazione e la tracciabilità dei gas rinnovabili** che permettano una loro più ampia diffusione, **anche attraverso l'utilizzo delle infrastrutture della filiera dello Small Scale LNG** (ad es. abilitando soluzioni che consentano il passaggio della titolarità "green" del gas da un utente ad un altro, indipendentemente dal punto e dallo stato fisico in cui il green gas è stato immesso nel sistema o, in estensione al principio generale di rendere il mercato delle certificazioni di origine il più ampio e flessibile possibile, e indipendentemente anche dal passaggio fisico in rete).

Idrogeno

I nuovi target relativi alla produzione di idrogeno, combinati al crescente costo del gas stanno indirizzando l'attenzione del settore energia verso nuove tecnologie, che tuttavia non hanno ancora raggiunto una piena maturità tecnologica ed economica. Lo sviluppo della tecnologia sarà quindi subordinato ad una fase sperimentale in cui la messa a terra dei progetti avverrà grazie ad un supporto del sistema che contribuirà a sterilizzare, almeno parzialmente, il rischio per gli investitori.

Come noto il costo finale di produzione dell'idrogeno è caratterizzata da una struttura di costo fortemente dipendente dagli OPEX – principalmente connessi al costo di acquisto dell'energia elettrica. Gli strumenti incentivanti disegnati per coprire parte dei CAPEX di impianto potrebbero non risultare sufficienti a stimolare gli investimenti in quanto coprirebbero solo una parte marginale dei costi di produzione.

Per rendere competitivo l'idrogeno verde, oltre allo strumento di supporto alla produzione di idrogeno previsto dal DL 36/22 in materia di esenzione dagli oneri generali di sistema per la produzione di idrogeno verde, è necessario creare nuovi sistemi di incentivazione o modificare gli attuali, come ad esempio l'introduzione di agevolazioni relative anche alle componenti tariffarie a copertura degli oneri di rete nel caso dell'energia elettrica prelevata dai gestori di impianti di elettrolisi.

In questo contesto di grande importanza la possibilità di avviare progetti pilota volti a valutare le differenti configurazioni lato produzione, trasporto e utilizzo finale.

Altre tematiche di mercato

Settlement

In materia di Settlement gas, riteniamo importante che ARERA continui nel suo ruolo di "facilitatore" nel processo che dovrà condurre alla risoluzione delle problematiche che ancora affliggono tale comparto, al fine di garantire agli operatori del settore una maggiore qualità dei dati e tempistiche certe di liquidazione delle partite sottese.

Una delle maggiori criticità riscontrate dagli operatori del settore riguarda il **ritardo con cui vengono liquidate le partite economiche delle sessioni di aggiustamento**. Questo sta generando significativi e

insostenibili impatti sull'equilibrio economico e finanziario degli operatori, in particolare nell'attuale contesto storico in cui le aziende sono già strette in una morsa di crisi di liquidità.

Di altrettanta importanza è, a nostro avviso, risolvere le criticità derivanti dalle c.d. “**sovrallocazioni**” dei consumi dei punti misurati con frequenza inferiore al mese nelle sessioni di bilanciamento, per le quali abbiamo di recente trasmesso una segnalazione contenente anche una proposta di soluzione (si veda la ns lettera del 3 novembre u.s.).

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.

Garanzie

Di base, preme rilevare che alcuni dei meccanismi di definizione e adeguamento degli importi delle garanzie che gli Utenti del Bilanciamento (UdB) sono tenuti a presentare appaiono penalizzanti e poco utili a circoscrivere le situazioni di reale rischio di insolvenza.

In merito alle modalità di calcolo del **parametro “EPSUK”** (rappresentativo dell'esposizione dell'utente nei confronti del sistema), e in particolare il termine “*Patt*”, per il quale, in caso di ritardo nei pagamenti delle fatture inviate dal Responsabile del Bilanciamento il conteggio degli importi del suddetto termine considerano non più 3-5 giorni di consumo atteso ma 7, una possibile soluzione potrebbe essere quella di applicare eventuali **meccanismi penalizzanti solo per ritardi eccessivi** (oltre sette giorni dalla scadenza della fattura), limitando per i ritardi inferiori la penalizzazione agli interessi di mora. Si può poi implementare un **indice di puntualità nei pagamenti** di un UdB che tenga presente il suo comportamento nel tempo e applicare solo agli Utenti meno virtuosi o ai nuovi Utenti eventuali restrizioni sulle garanzie.

Sempre ai fini del calcolo dell'esposizione, più in generale, andrebbe pensato un **meccanismo di "sterilizzazione" degli effetti sul disequilibrio dell'UdB causati da eventi al di fuori del suo controllo**, in caso di indisponibilità tecnica di una infrastruttura di importazione (pipeline o terminali di rigassificazione), situazioni con elevata probabilità di accadimento stante l'attuale fase di crisi geopolitica.

A tal fine, si richiede di valutare l'introduzione in via transitoria ed emergenziale, di un limite massimo (cap) al valore del prezzo di sbilanciamento nella determinazione dell'elemento Pdet del termine EPSUK, per evitare di attribuire all'Utente partite economiche eccessivamente onerose a causa di uno straordinario incremento del medesimo prezzo di sbilanciamento.

Infine, riteniamo opportuno che gli UdB debbano avere **facoltà di fornire in garanzia al RdB tutte le risorse di cui dispongono**, ivi inclusi i **volumi di GNL presenti nei serbatoi dei terminali di rigassificazione**, in analogia con il gas detenuto in giacenza presso gli stoccaggi. A tal scopo, riteniamo che il GNL delle navi pronte alla scarica e almeno il GNL già stoccato nel terminale di rigassificazione, oggetto di programmazione e consegna da parte del terminale nel mese di riferimento, dovrebbe poter essere interamente valorizzato ai fini delle garanzie da fornire al RdB, indipendentemente da eventuali ritardi o modifiche di profilo dell'immissione in rete da parte del terminale, anche in conseguenza dell'esercizio di flessibilità da parte di soggetti terzi.

3. Sviluppo FER e flessibilità

Ruolo della generazione termoelettrica

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 zonali**. 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 e fornire i servizi di Time shift.

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 deve diventare un **elemento strutturale del mercato elettrico**, a complemento dei mercati dell'energia, e la sua implementazione debba 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). Opportuno quindi che Terna avvii la fase di piena attuazione del meccanismo dando visibilità sul calendario delle procedure concorsuali anche per gli anni di consegna successivi al

2024. Nel caso, non auspicato dalla scrivente, in cui non dovessero essere organizzate le aste del Capacity Market per gli anni successivi al 2024, è 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, Edison ha accolto favorevolmente la modifica del **calcolo dello strike price** del mercato della capacità introdotta con la delibera 83/2022/R/eel che prevede **un'indicizzazione giornaliera del valore standard del gas naturale e della componente emissioni** affinché il prezzo di esercizio risulti maggiormente rappresentativo del costo variabile della tecnologia di punta (turbogas a ciclo aperto) anche in presenza di condizioni di eccezionale volatilità sui mercati. In linea generale si ritiene 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) e **sarebbe quindi opportuno rendere tale modifica permanente** e non legata unicamente all'attuale contesto di alti prezzi e alta volatilità sui mercati energetici.

Riforma MSD

Al fine di garantire la corretta valorizzazione del contributo delle risorse flessibili, compresa la produzione termoelettrica a gas, risulta necessario e urgente introdurre **un'adeguata segmentazione del mercato dei servizi di flessibilità** (molti dei quali oggi non oggetto di remunerazione specifica).

In questo senso, Edison è favorevole ad una **riforma del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD)** che permetta un'adeguata remunerazione di tutti i servizi forniti dagli operatori necessari per garantire l'operatività e la sicurezza del sistema elettrico, rispettando il principio di **neutralità tecnologica**. In questo senso, l'eventuale **capacità** che Terna volesse riservarsi per assicurare la gestione delle congestioni ed il bilanciamento in tempo reale, inclusi gli intervalli di fattibilità, dovrebbe essere **adeguatamente remunerata** in modo da coprire il costo opportunità legato al vincolo che non consente all'unità abilitata di disporre su MI della capacità riservata.

Edison ha poi accolto favorevolmente il processo di estensione della partecipazione a MSD a nuovi soggetti e tecnologie tramite i Progetti pilota ex. delibera 300/2017 (es. UVAM, UPR, UPI, Fast Reserve). Con la **riforma del MSD** sarà, tuttavia, necessario procedere a **"istituzionalizzare"** e a **mettere a sistema tali Progetti pilota** nel pieno rispetto del principio di neutralità tecnologica.

Accumuli e Pompaggi

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 di accumulo:

- Sono **investimenti long lasting**: vita utile di almeno 30 anni e 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.

È quindi necessario definire al più presto un **quadro regolatorio** che, da un lato garantisca lo **sviluppo dei pompaggi su base concorrenziale** tramite aste, e che dall'altro, definisca regole di utilizzo che **minimizzino l'impatto sul corretto funzionamento dei mercati elettrici all'ingrosso** che resteranno essenziali per garantire un dispacciamento ottimale e l'adeguata valorizzazione delle risorse di flessibilità offerte dagli operatori. Con particolare riferimento al recente **documento per la consultazione 393/2022/R/eel "Criteri e condizioni per il sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico"** Edison desidera quindi sottolineare i seguenti aspetti:

- Il meccanismo introdotto dal d.lgs. 210/2021 dovrebbe garantire il **rispetto del principio di neutralità tecnologica** evitando di introdurre discriminazioni tra le tecnologie in grado di fornire i servizi richiesti. Poiché le diverse tecnologie di accumulo hanno caratteristiche fortemente differenziate in termini di parametri tecnici, tempi di realizzazione e vita utile risulta necessario per non favorirne una a svantaggio dell'altra e per assicurare lo sviluppo di un **mix equilibrato di tecnologie di accumulo**, che Terna definisca **fabbisogni distinti** a cui corrisponderanno specifici contratti standard e **procedure concorsuali separate** ma svolte in parallelo.
- Il nuovo meccanismo dovrebbe **limitare**, laddove possibile, **gli impatti sul funzionamento dei mercati dell'energia e del MSD** preservandone l'efficienza e la competitività. A questo fine si propone un allentamento dei vincoli economici proposti dall'ARERA con l'obiettivo di stimolare l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili in fase di progettazione degli impianti, il mantenimento in efficienza e/o upgrade dell'impianto da parte del titolare in fase di gestione e di evitare potenziale effetti distorsivo sui segnali di prezzo derivanti da questo mercato.
- Nella definizione del fabbisogno di capacità di accumulo e della Disciplina da parte di Terna è necessario che venga garantita la **maggior trasparenza possibile nei confronti degli operatori**. In particolare, è fondamentale che lo Studio di Terna relativo alle tecnologie di stoccaggio elettrico sia sottoposto a consultazione ed in seguito pubblicato.
- In relazione al design nuovo **mercato dei prodotti di time shifting**, necessario per favorire l'integrazione delle FER non programmabili nel sistema elettrico, si ritiene che dovrebbe anche essere considerato e adottato il **principio di neutralità tecnologica**, così come previsto per le procedure concorsuali. In questo senso, si potrebbe prevedere, almeno in un primo periodo di implementazione, la partecipazione al mercato dei prodotti di *time shifting* (lato offerta) di tutti gli impianti esistenti in grado di fornire il servizio sotteso ai prodotti standard, senza limitazione alla sola tecnologia di accumulo di energia.

In generale si ritiene la **produzione idroelettrica** un asset strategico del Paese essenziale al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e, per questo motivo, va preservata la capacità degli operatori di investire in questo settore. Si segnala però che **l'incremento senza precedenti del livello degli indici di aggiornamento dei canoni demaniali idroelettrici** a cui si sta assistendo nell'ultimo periodo, in particolare a causa degli alti prezzi dell'energia^{1[1]}, genera rilevanti impatti economico-finanziari sui concessionari. Sarebbe quindi opportuno intervenire urgentemente con una **misura di contenimento del valore dei canoni demaniali 2023**.

Ruolo degli operatori di rete

Per Edison è fondamentale che **Terna garantisca una maggiore trasparenza in merito allo stato della rete** (es. pubblicazione dei dati di corrente e tensione sulle linee principali) **ed alle modalità di gestione del dispacciamento** nell'ambito del MSD. La pubblicazione di queste informazioni, come praticato anche da altri TSO (es. National Grid in UK), permetterebbe la costruzione di modelli in grado di simulare in maniera più accurata tale mercato, permettendo, quindi, una più facile identificazione di nuove opportunità per rispondere alle necessità del sistema. Sarebbe poi utile analizzare l'evoluzione dei prezzi e volumi su MSD in funzione del programma di Terna di sviluppo di nuovi asset di rete (es. compensatori sincroni, reattanze, etc.) nell'ambito del Piano di Difesa.

Altrettanto fondamentale che il **gestore della rete di trasmissione ed i gestori delle reti di distribuzione** garantiscano un'adeguata pianificazione dello sviluppo delle proprie reti e procedure di connessione in linea con i nuovi obiettivi europei di sviluppo FER e funzionali al numero crescente di richieste di connessione per evitare ulteriori ritardi nella realizzazione ed entrata in esercizio degli impianti FER. È, quindi, opportuno che ARERA tenga conto di queste esigenze nel processo di aggiornamento del Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA) e nel dare attuazione alle disposizioni contenute nel Dlgs 8 novembre 2021, n. 210, con particolare riferimento agli obblighi di pianificazione dello sviluppo delle reti di distribuzione (Articolo 23).

Liquidità

Un altro aspetto rilevante legato all'attuale scenario di crisi dei prezzi energetici, sono le **crescenti richieste di marginazione nei confronti delle imprese operanti sui mercati europei** da parte delle Controparti Centrali (clearing house o CCP). Le garanzie oggi richieste su un *future gas*, o energia elettrica, sono aumentate di oltre 20 volte rispetto a quelle applicate un anno fa. Lo stesso vale per gli *initial margin* richiesti come collaterali per garantire una posizione. Vista la volatilità incontrollata dei prezzi delle commodity, gli operatori sono dunque costretti a movimentare su base quotidiana ingenti quantità di

¹ L'art. 12 del d. lgs. 16 marzo 1999, n. 79, come modificato dall'art. 11-quater, comma 1, lett. a), del d.l. 14 dicembre 2018, n. 135, convertito, con modificazioni, dalla l. 11 febbraio 2019, n. 12, pone a carico dei concessionari di grandi derivazioni a scopo idroelettrico, in luogo del precedente canone concessorio definito unicamente in base alla potenza dell'impianto, l'onere di corrispondere semestralmente alle Regioni un canone articolato in due componenti, una fissa ed una variabile. In particolare, la norma dispone che la componente variabile del canone sia "[...] calcolata come percentuale dei ricavi normalizzati, sulla base del rapporto tra la produzione dell'impianto, al netto dell'energia fornita alla regione ai sensi del presente comma [energia fornita a titolo gratuito alle regioni], ed il prezzo zonale dell'energia elettrica".

denaro, attività in molti casi non semplice per gli operatori industriali. Il quadro descritto sta causando fortissimi problemi di liquidità delle aziende del comparto energetico sia europee che italiane, che operano sui mercati per proteggere i propri margini ed i propri asset dalla volatilità dei prezzi. Si rende quindi necessario un **intervento pubblico** per contenere gli impatti di questa emergenza che includa, tra l'altro, un **ampliamento delle tempistiche di incasso del valore dei volumi di commodity acquistati sulle piattaforme GME** (quindi ferme restando le tempistiche di pagamento del medesimo Gestore), passando da settimanali a mensili a 30 giorni