



**Audizione presso l'Autorità
di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente sulla
rendicontazione intermedia 2022-23 del Quadro
Strategico 2022-2025 di ARERA**

Memoria ENGIE Italia S.p.A.

Roma, 22 novembre 2023

Engie conferma il proprio impegno verso ambiziosi obiettivi di sviluppo, anche per **contribuire attivamente al raggiungimento dei nuovi e sfidanti target nazionali illustrati nell'aggiornamento del PNIEC**.

In tale contesto, riconosciamo l'importanza cruciale di accelerare, in modo deciso, gli investimenti nel settore dell'efficienza energetica e delle energie rinnovabili.

1. FER, PRODUZIONE E MERCATO INGROSSO POWER

In particolare, le tecnologie eolico e fotovoltaico saranno chiamate a fornire un contributo sempre maggiore da qui al 2030. Engie è fortemente convinta che un elemento cruciale nel contesto dello sviluppo delle Fonti di Energia Rinnovabile (FER) riguarda il processo di individuazione delle cosiddette "**aree idonee**". A questo proposito, ci auguriamo che le attuali disposizioni in fase di definizione promuovano un quadro normativo caratterizzato da regole chiare ed efficaci per l'individuazione di tali aree. L'obiettivo primario dovrebbe essere quello di evitare l'introduzione di vincoli superflui che, al contrario, potrebbero ostacolare lo sviluppo degli impianti FER, non rendendo di fatto traguadabili gli obiettivi climatici nazionali al 2030.

Con riferimento alle procedure autorizzative, si ritiene sia necessario **finalizzare adeguatamente il percorso di riforma della disciplina delle connessioni alle reti elettriche** che la stessa Autorità ha avviato, al fine di tener conto delle nuove esigenze evolutive del sistema elettrico.

Sarebbe opportuno intervenire ulteriormente sulle procedure e sulle scadenze dell'iter di connessione, le quali dovrebbero essere vincolanti e certe sia per i produttori che per il TSO. Allo stesso tempo, risulta cruciale ottimizzare il funzionamento dei Tavoli tecnici preposti all'individuazione di soluzioni di connessione condivise e regolare il livello di dettaglio del set documentale condiviso dal TSO nella STMG (Soluzione Tecnica Minima Generale).

È inoltre imperativo che il **settore elettrico italiano** affronti con occhio attento e vigile le nuove sfide che si presenteranno in un contesto nazionale sempre più decarbonizzato. Riteniamo fondamentale portare a termine, entro le tempistiche prospettate dall'Autorità, la fase di **recepimento delle disposizioni del TIDE** da parte di Terna, del GME e di tutti gli altri soggetti che, a vario titolo, sono coinvolti nel processo, con l'obiettivo di prevedere che lo stesso TIDE abbia effetti dal 1° gennaio 2025. In questo modo, auspichiamo anche la definitiva ed efficace implementazione di nuove regole per l'erogazione e la remunerazione dei servizi ancillari, che porteranno alla piena valorizzazione di tutte le risorse di flessibilità disponibili a livello nazionale, eliminando le barriere che ancora limitano la partecipazione di alcune di queste ai diversi mercati dell'energia e dei servizi.

Inoltre, la nostra visione, sostiene la necessità di mantenere meccanismi chiave come il **Capacity Market**, per assicurare che il sistema elettrico rimanga adeguato. Tra l'altro, accogliamo con favore l'orientamento dell'Autorità che, tramite il recente DCO 471/2023, propone di estendere, anche per l'anno di consegna 2024, l'indicizzazione giornaliera del valore standard del gas naturale e della valorizzazione delle quote di emissione per il calcolo del prezzo di esercizio del *Capacity Market*.

Sottolineiamo anche l'importanza di definire un quadro di riferimento chiaro e stabile per il meccanismo oltre il periodo di consegna 2024, con particolare attenzione sia alla partecipazione degli impianti esistenti che per la nuova capacità. Auspichiamo una pianificazione e reiterazione delle aste per tutto il periodo di validità concesso dalla Commissione Europea, ossia almeno fino al 2028, garantendo così una pianificazione strategica e una stabilità del quadro regolatorio per tutti i soggetti coinvolti.

Per garantire inoltre elevati standard di flessibilità del sistema elettrico, in grado di assicurare un efficace coordinamento tra gli sviluppi e i target in capacità di produzione elettrica da FER e di stoccaggio, risulta fondamentale il **completamento della disciplina MACSE** per la definizione di un Meccanismo di approvvigionamento di Stoccaggio Elettrico. Si segnala come la programmazione

delle iniziative di sviluppo e i piani di investimento necessitano di un periodo di pianificazione efficace ed adeguato, oltre che di un quadro regolatorio definito, chiaro e che garantisca il rispetto della competitività. Gli operatori sono attualmente chiamati ad esprimere le proprie osservazioni sulla Disciplina del MACSE posta in consultazione da Terna, purtroppo senza avere una visione chiara di alcuni elementi chiave necessari alla piena valutazione del meccanismo quali, ad esempio, la progressione temporale dei fabbisogni effettivi di capacità stoccaggio, le aree interessate dal meccanismo, i livelli target di durata in carica e in scarica dei sistemi di stoccaggio, i premi di riserva relativi alle aste e la durata contrattuale del Periodo di consegna.

Tale indeterminatezza del contesto complessivo sta anche contribuendo a ritardare alcune iniziative di sviluppo *merchant*, in attesa che siano ben definite le regole operative e di implementazione del nuovo meccanismo (MACSE).

Vi sono anche diverse criticità riscontrate nell'attuale design del MACSE. Uno fra tutte, relativo alla proposta di un sistema di penalità che, anche in caso di ritardo nella realizzazione dei progetti aggiudicatari per cause non imputabili agli operatori (ad esempio eventuali ritardi nella realizzazione dei necessari adeguamenti della rete elettrica da parte del TSO), espone l'assegnatario al pagamento di ingenti importi.

In definitiva, occorre garantire che l'intero contesto regolatorio che fa da sfondo alle iniziative di sviluppo degli impianti di stoccaggio sia al più presto definito e prevedibile, recependo quanto più possibile le osservazioni e le esigenze degli operatori, per favorire l'efficace pianificazione sul medio-lungo termine degli investimenti. Il requisito del possesso dei titoli autorizzativi, per la partecipazione alle aste, in considerazione del fatto che si stimano almeno 2-4 anni per lo sviluppo di un progetto per un nuovo impianto (dalla individuazione del sito alla sua autorizzazione), determina la definizione del meccanismo e della sua disciplina con almeno 3 anni di anticipo rispetto all'esecuzione delle aste; e non 180 giorni come è previsto ad oggi. In questo senso, come già evidenziato nell'ambito del DCO 393/2023, la possibilità di partecipare al meccanismo da parte di impianti non ancora autorizzati (definendo opportunamente specifiche dinamiche di perdita delle garanzie o fidejussioni che sarebbero applicate agli operatori in caso di mancata realizzazione degli asset nei tempi previsti) sarebbe stata un ulteriore elemento a favore di una corretta ed ottimizzata pianificazione degli investimenti da parte degli operatori, con indubbi benefici sulla sicurezza e flessibilità del sistema e sulla maggior competitività, con ricadute positive sugli oneri per i clienti finali.

2. MERCATO INGROSSO GAS

Passando al mercato del gas naturale all'ingrosso, uno dei servizi rilevanti è senz'altro il **servizio di stoccaggio**. Riteniamo fondamentale introdurre maggiore flessibilità per valorizzare al massimo questo strumento essenziale per la sicurezza e la resilienza dell'intero sistema energetico nazionale. Infatti, relativamente alle aste per il conferimento delle capacità annuali, auspichiamo un anticipo e una maggiore frequenza delle procedure concorsuali rispetto a quelle attuali, per consentire agli operatori di adattarsi alle evoluzioni del mercato nel minor tempo possibile.

Inoltre, valutiamo positivamente la conferma di servizi di assegnazione di capacità associata alla giacenza residua a fine campagna di erogazione, da svolgersi con ampio anticipo già nel periodo autunnale per consentire un'adeguata programmazione da parte degli operatori.

Passando al **servizio di rigassificazione**, in previsione della messa in esercizio del rigassificatore galleggiante a Ravenna, si auspica che le regole di accesso siano definite con congruo anticipo rispetto alle procedure competitive di conferimento delle capacità di rigassificazione. Inoltre con riferimento alla Procedura di primo conferimento della capacità di rigassificazione presso il Terminale FSRU di Ravenna recentemente pubblicata (il 16 novembre u.s.), si esprime apprezzamento per aver coinvolto gli operatori di mercato consentendo agli stessi di inviare manifestazioni di interesse ai fini della definizione di prodotti di capacità con durata inferiore al periodo di conferimento (pari a 20 anni termici). In generale si evidenzia come una riduzione dell'orizzonte temporale dei

conferimenti, inferiore ai 20 anni, possa favorire la concorrenza e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento con conseguenti benefici per il sistema nel suo complesso. Inoltre, l'incremento delle offerte sui vari prodotti e segnali di prezzo più rappresentativi favorirebbero la copertura degli investimenti senza la necessità di ulteriori risorse.

Per quanto riguarda la disciplina del **Settlement gas**, evidenziamo la necessità di introdurre misure volte a massimizzare l'utilizzo delle letture effettive nelle sessioni di bilanciamento. Questo consentirebbe di allineare i volumi di gas allocati con i consumi fatturati al cliente finale, riducendo l'ammontare dei conguagli e le esposizioni finanziarie degli operatori. La suddetta previsione comporterebbe benefici anche in fase di determinazione delle capacità di trasporto da assegnare ai *city gate* secondo i criteri stabiliti dalla riforma dei conferimenti di capacità di trasporto in vigore da ottobre 2023.

Con riferimento alle logiche di **attribuzione dei costi di trasporto gas e dei relativi oneri**, in considerazione del processo ormai *in fieri* che vedrà un progressivo passaggio ad una metodologia tariffaria basata sulla spesa totale per alcuni principali settori regolati, si ritiene necessario introdurre meccanismi atti a **garantire la prevedibilità e stabilità tariffaria nel tempo**. In particolare, si auspica che, tramite l'introduzione di opportuni meccanismi, le tariffe di trasporto gas e i relativi oneri siano resi noti con largo anticipo e con visibilità pluriennale, al fine di consentire agli operatori idonee operazioni di hedging. Inoltre, si ritiene necessario evidenziare l'importanza di garantire la prevedibilità e certezza della regolazione tariffaria, in quanto cruciale per mantenere l'attrattività del mercato domestico in relazione ai flussi internazionali di approvvigionamento.

Infine, con riferimento alle sentenze del Consiglio di Stato 6096 e 6098 del 2022 - in materia di criteri di regolazione delle tariffe del servizio di trasporto di gas naturale per il periodo 2018-2023 - si evidenzia la necessità che codesta Autorità ne dia piena ottemperanza adottando idonei e specifici strumenti.

3. EFFICIENZA ENERGETICA

L'efficienza energetica svolge un ruolo fondamentale per promuovere e sostenere lo sviluppo di un'economia a bassa intensità di carbonio. I traguardi raggiunti in termini di risparmi energetici cumulati mostrano come i sistemi incentivanti siano fattori abilitanti e di cruciale importanza per il raggiungimento degli sfidanti obiettivi di transizione energetica che il nostro Paese si pone, mantenendo al contempo la competitività dei comparti produttivi. In particolare, in relazione agli ambiziosi obiettivi presentati nella revisione del PNIEC, sarà necessario un potenziamento degli strumenti di incentivazione, in aggiunta all'introduzione di vincoli obbligatori volti a stimolare il mercato e la domanda di interventi di efficienza energetica.

Considerata la portata degli obiettivi che l'Italia si propone di raggiungere, diventa imperativo condurre un'approfondita riflessione all'interno del contesto energetico, focalizzando l'attenzione sulle seguenti parole chiave:

- **Realismo e concretezza** nell'identificazione dei target e nella previsione dei risultati derivanti dalle azioni e dalle misure che si intendono intraprendere. Per garantire una solida base per tali obiettivi, sarà necessario supportarli con analisi di fattibilità e valutazioni sull'impatto degli strumenti previsti, al fine di massimizzare le probabilità di successo e di raggiungimento dei risultati desiderati;
- **Condivisione** con gli stakeholder ed i numerosi attori coinvolti, partecipanti attivi sia lato domanda sia offerta, delle modalità e degli strumenti atti a raggiungere gli obiettivi posti. La partecipazione e cooperazione di un ampio spettro di soggetti interessati può contribuire a garantire che le strategie adottate siano pertinenti e realistiche, creando sinergie tra le parti;

- Stabilità nel tempo del quadro normativo, per garantire un contesto definito e prevedibile, in cui è resa possibile la pianificazione a lungo termine, stimolando gli investimenti e favorendo di conseguenza la crescita economica, l'innovazione e lo sviluppo sostenibile.

In questo contesto si collocano le attività di revisione degli strumenti del Conto Termico, dei Certificati Bianchi e la riforma del sistema di detrazioni fiscali: Engie auspica che il disegno di dettaglio delle proposte strumentali assicuri semplicità di accesso, efficienza, stabilità e prevedibilità nel tempo. Inoltre, assume evidente rilevanza, soprattutto in relazione alla riforma del sistema di detrazioni fiscali, la necessaria centralità delle Energy Service Company (ESCO), soggetti aggregatori di servizi e abilitatori della transizione energetica, il cui coinvolgimento e apporto risulta cruciale per assicurare il reale conseguimento di migliori performance energetiche.

In particolare, per quanto riguarda il processo di revisione del meccanismo del Conto Termico, accogliamo positivamente la rimodulazione del plafond a favore della riqualificazione degli edifici della Pubblica Amministrazione. Contestualmente auspichiamo la previsione di un aumento dei massimali per gli interventi di grandi dimensioni e l'estensione degli interventi incentivabili anche al settore non-residenziale privato. Riguardo la possibilità di introduzione di progetti multi intervento con ammissibilità di installazione di impianti fotovoltaici, accumuli, CER, punti di ricarica e allaccio alle reti di teleriscaldamento, benché si accolga positivamente tale linea evolutiva, si vuole sottolineare l'importanza di non penalizzare i singoli sotto interventi.

Per quanto concerne il sistema dei Certificati Bianchi, riteniamo che sia necessaria la semplificazione ed il rafforzamento del meccanismo, ripristinando lo spirito originale della misura, basato sulla promozione dell'efficienza energetica conseguita, e non sulla preselezione delle tecnologie. Si confida inoltre che vengano previste azioni per riequilibrare l'offerta di TEE rispetto alla domanda e la riammissione al meccanismo di interi cluster di interventi, che nel passato avevano generato la parte più significativa del volume di TEE, in particolare nel settore industriale (recuperi termici, free-cooling, valorizzazione dell'energia termica da fonte rinnovabile, modifiche di layout impiantistico). Relativamente al meccanismo ad aste previsto nelle linee evolutive dello strumento, riteniamo che debba essere riservato a tecnologie, tipologie progettuali o ambiti di intervento che per livello di innovazione, complessità ed incertezza sui risultati necessitino di un incentivo certo e che contestualmente non sfavorisca in alcun modo il meccanismo classico dei certificati bianchi.

Infine, si accoglie con favore la volontà di riformare il sistema di detrazioni fiscali, essendo ragionevole la volontà di razionalizzare e semplificare la misura. Si concorda inoltre sulla necessità di definire meccanismi che tengano in debita considerazione le fasce di popolazione più deboli o in condizioni di povertà energetica. In particolare per tali fasce di popolazioni economicamente svantaggiate, si ritiene necessario tutelare il diritto di accesso prioritario alle detrazioni e ai meccanismi di cessione del credito e sconto in fattura, assicurando al contempo che eventuali definizioni del décalage della detrazione e della selettività per l'accesso a cessione del credito e sconto in fattura non creino situazioni di disparità, soprattutto in ambito condominiale. Infine, si auspica la possibilità di prevedere un sistema incentivante basato su una logica proporzionale al raggiungimento di prestazioni energetiche minime richieste.

4. TELERISCALDAMENTO

Passando al settore del teleriscaldamento ("TLR"), il tema più rilevante è senz'altro l'introduzione e la definizione da parte dell'Autorità del metodo tariffario da applicare al servizio.

L'Autorità infatti, dopo aver condotto un'indagine conoscitiva sui prezzi e costi del settore, in risposta ad un generale aumento dei prezzi del servizio, è stata incaricata di delineare un regime regolatorio adatto al settore. Le modalità caratterizzanti la regolazione *cost-reflective* delineate nel DCO 388/23 e proposte dall'Autorità, pongono all'attenzione dello scrivente la necessità di riportare alcune considerazioni.

In primo luogo, l'introduzione della regolazione tariffaria potrebbe penalizzare oltremodo il teleriscaldamento rispetto alle altre alternative tecnologiche non sottoposte al medesimo regime. In Italia infatti, il teleriscaldamento rappresenta una delle tante alternative presenti sul mercato della fornitura di calore, a cui è associata all'incirca il 2,3% della domanda termica residenziale italiana. Il teleriscaldamento è in evidente competizione con le diverse modalità disponibili di riscaldamento (caldaia a pellet, gas, pompa di calore etc.) e la mancanza di un obbligo di allacciamento alla rete rafforza di per sé la piena concorrenza tra i sistemi di riscaldamento alternativi.

Malgrado il ruolo di rilevanza attribuibile al teleriscaldamento come strumento primario per ridurre il consumo energetico nel settore residenziale (ad esempio nell'ambito del riscaldamento di quartieri o complessi condominiali), e la sua capacità potenziale di integrare in modo efficiente ed efficace fonti di energia rinnovabile su ampia scala nel mix energetico (come evidenziato dalla direttiva sull'efficienza energetica 2023/1791/EU), la presente regolazione tariffaria non solo trascura di promuovere la diffusione di questa tecnologia, ma rischia altresì di introdurre aspetti critici anche nei confronti dei clienti finali, con il possibile verificarsi di conguagli tariffari.

In secondo luogo, è essenziale sottolineare l'importanza degli effetti positivi sul piano ambientale associabili al settore del teleriscaldamento: i vantaggi sul piano del costo-opportunità che il servizio di teleriscaldamento può portare sono molteplici, a seconda della tipologia impiantistica, del combustibile utilizzato e della possibilità di sfruttare calore di scarto. Si auspica che l'introduzione della regolazione tariffaria possa avvalersi di opportuni bonus commisurati ai benefici ambientali raggiunti, supportando in tal modo gli scopi di tutela ambientale e uso efficiente delle risorse, obiettivi generali posti dall'Autorità nell'introduzione del metodo tariffario. Difatti, la regolazione tariffaria attualmente delineata potrebbe comportare la mancata valorizzazione economica, da parte dell'operatore, dei benefici derivanti da incentivazioni e produzione combinata di energia elettrica e calore, con la possibilità di incorrere in un sensibile rallentamento degli investimenti in efficientamento ed in tecnologie cogenerative. E' quindi fondamentale che i soggetti promotori possano conservare tali leve nelle loro disponibilità al fine di stimolare e consentire un continuo miglioramento del sistema verso gli obiettivi di decarbonizzazione.

Un ulteriore punto di attenzione per Engie è la necessità di poter fare riferimento ad una dettagliata descrizione delle procedure operative per l'attuazione del modello, nonché dei principali dati necessari (es. *costi standard*, WACC) per effettuare valutazioni puntuali. Nel dettaglio, potrebbe risultare difficoltosa l'identificazione di *costi standard* per il segmento della produzione di calore: è necessario approfondire adeguatamente la variabilità delle fonti di generazione e l'eterogeneità caratteristica del settore al fine di evitare squilibri a livello di riconoscimento del vincolo ai ricavi tra le reti. Per quanto riguarda invece il WACC, ed in particolare il beta asset, si auspica che l'autorità riconosca un valore tale da poter considerare adeguatamente il rischio sistematico del teleriscaldamento.

Ulteriormente, si condivide la volontà dell'Autorità di prevedere un periodo transitorio, di modo da permettere un passaggio graduale verso il periodo a regime regolato. Tuttavia, si sottolinea l'importanza di utilizzare in tale periodo transitorio, in coerenza con quanto finora adottato, un modello basato esclusivamente sul costo evitato e valutato sulla convenienza del TLR rispetto al riscaldamento da caldaia a condensazione (comprensiva della quota parte relativa all'investimento per acquisto ed installazione della stessa) e determinato ad hoc per la rete considerata (flessibilità parametri a seconda della rete), in luogo del modello ibrido proposto per il vincolo ai ricavi (basato sia sul costo riconosciuto sia sul costo evitato).

Engie inoltre auspica tempistiche più ampie per l'introduzione della nuova regolazione, di modo da consentire una accurata valutazione degli impatti ed il rispetto di pratiche di trasparenza nella comunicazione e contrattazione di eventuali modifiche tariffarie verso il cliente finale. Allo stesso modo, si chiede un periodo transitorio di maggior durata, non inferiore a due stagioni termiche complete, per consentire l'individuazione di procedure di dettaglio e parametri di calcolo da utilizzare nel regime definitivo.

In aggiunta, si desidera sottolineare la necessità, ad avviso della scrivente, di affiancare alla regolazione delle tariffe anche la definizione di una procedura di gestione della morosità, in analogia con quanto già disposto in altri settori regolati es. nei mercati retail dell'energia elettrica e gas naturale.

In ultima analisi, per il settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento, in considerazione del potenziale tecnico delineato dal PNIEC – con un incremento proiettato da 10 TWh/anno a 57 TWh/anno – e dell'obiettivo della quota rinnovabile ad un valore pari al 48% al 2030 (rispetto al 21% attuale), si rende essenziale l'introduzione di misure di sostegno per agevolare tale sviluppo e raggiungere i target proposti. Parallelamente, riveste importanza cruciale l'adozione di misure nel settore district cooling quale strategia di contenimento ed efficientamento dei consumi elettrici estivi. A tal proposito si potrebbero implementare provvedimenti quali l'obbligo di predisporre reti di distribuzione di caldo/freddo durante interventi di riqualificazione di quartieri, distretti o complessi condominiali come requisito al fine di ottenere l'accesso a sistemi incentivanti.

5. RETAIL

Si vuole in primo luogo **confermare l'interesse degli operatori a partecipare alle procedure competitive** per l'assegnazione del servizio di tutele graduali dei clienti finali domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica. Si ritiene infatti che sia fondamentale tragguardare l'obiettivo di liberalizzazione dei mercati energetici, processo che promuove la concorrenza, offre ai consumatori più scelte, stimola l'innovazione, migliora l'efficienza e il servizio verso i clienti finali. Al contempo, si nutrono **legittime preoccupazioni relative all'incertezza che circonda sia la data di avvio della fornitura che la struttura della clausola sociale** introdotta attraverso il cd. Decreto Lavoro (D.L. 48/2023).

Per quanto riguarda il paventato **posticipo dell'avvio della fornitura**, è essenziale sottolineare che l'aumento di questo ritardo temporale tra l'assegnazione del servizio e l'avvio della fornitura comporterebbe un innalzamento del rischio di disomogeneità tra il numero di clienti assegnati e quelli effettivamente trasferiti dall'operatore uscente a quello entrante.

Inoltre, la qualità e le caratteristiche dei clienti che rimangono all'interno di tali lotti rischiano di essere notevolmente diverse rispetto a quelle considerate nella formulazione dell'offerta da parte degli operatori (peraltro già fondata parzialmente su dati risalenti a aprile 2023 e oltretutto indistinti tra vulnerabili e non vulnerabili), anche in virtù delle strategie commerciali degli esercenti la maggior tutela - e non - volte a trasferire i clienti nel mercato libero, strategie che si dimostrano avere maggiore efficacia nei clienti più reattivi e tipicamente con caratteristiche migliori in termini di morosità, di disponibilità di canali di contatto, di consensi commerciali, di propensione all'acquisto di altri servizi, di predisposizione all'utilizzo di canali digitali e non solo.

L'incertezza derivante da quanto sopra descritto, oltre a scoraggiare un'ampia partecipazione degli operatori alle procedure competitive, avrebbe impatti significativi sulle misure atte a mitigare il rischio, che si rispecchierebbero necessariamente sul valore dell'offerta, rischiando, di conseguenza, di generare un aumento dei costi a carico dei consumatori finali. Questa situazione diverrebbe manifestamente contraria agli obiettivi di protezione dei consumatori alla base della liberalizzazione del mercato e del meccanismo delle aste.

Il tema della **clausola sociale**, per quanto condivisibile negli intenti, senza un'adeguata definizione della modalità di implementazione, aggiunge ulteriore incertezza al quadro già poco chiaro. E' evidente che una effettiva attuazione del provvedimento dovrebbe essere considerata nella formulazione dell'offerta in virtù dei costi e rischi operativi di gestione - peraltro non stimabili in assenza di regole chiare - che tale clausola introdurrebbe.

La stessa ARERA è intervenuta, attraverso la segnalazione 308/2023/l/eel, per mettere in evidenza che l'inclusione di una clausola sociale nelle prossime procedure di gara non è compatibile con la scadenza fissata per gennaio 2024 per il completamento di tali procedure, considerando le

tempistiche necessarie per garantirne una corretta e tempestiva attuazione, nonché che tale disposizione potrebbe generare complicazioni procedurali e applicative che, a loro volta, potrebbero scoraggiare la partecipazione alle competizioni, con il rischio di influire negativamente sull'equità e la concorrenza delle stesse.

Per garantire un contesto adeguato e stabile, che favorisca una partecipazione ampia e robusta alle procedure d'asta, nonché il corretto trasferimento dei benefici delle aste ai clienti finali, riteniamo perciò che siano imprescindibili i seguenti punti:

- **Mantenere la data prevista per l'avvio della fornitura** (1° Aprile 2024) o comunque al più stabilire una **data certa per l'avvio della fornitura**, che non sia successiva al 1 luglio 2024 (sei mesi dopo l'assegnazione);
- **Definire chiaramente, prima delle procedure competitive, le modalità di attuazione** del provvedimento, comprese le specifiche relative al numero di lavoratori associati a ciascun lotto, con l'ulteriore requisito che tali lavoratori siano localizzati in un'unica sede;
- **Implementare un meccanismo di compensazione** per gli operatori che, in seguito all'assegnazione di una area, ricevano, a causa del ritardo nell'avvio della fornitura, un lotto notevolmente impoverito o con caratteristiche di *unpaid ratio* con variazione importanti rispetto a quanto riportato nelle informazioni pre-gara.

Infine, si auspica che eventuali ritardi nel trasferimento dei clienti possano essere utilizzati per effettuare una adeguata campagna di informazione verso i clienti finali, accurata e definita di concerto con i fornitori aggiudicatari del servizio a tutele gradualità, che consenta di tranquillizzare i clienti in merito al processo in corso.

Siamo fermamente convinti che questi punti siano fondamentali per creare un ambiente di certezza e stabilità, promuovendo una partecipazione efficiente ed equa alle procedure di asta.