

Osservazioni Edison al documento di consultazione 198/2026/R/gas (DCO) “Attuazione del “Servizio di liquidità”, di cui all’art.10 del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21”.

Premessa

Edison apprezza lo sforzo regolatorio dell’Autorità nella definizione del “**servizio di liquidità**”, misura che si inserisce in un contesto normativo delineato dall’art. 10 del Decreto Legge 20 febbraio 2026 n. 21 (DL Bollette p DL 21/2026) e rispetto alla quale l’Autorità è chiamata a individuare soluzioni attuative concrete in tempi particolarmente sfidanti.

Edison riconosce inoltre come l’**impostazione complessiva del DCO**, sebbene appaiano certamente necessari ulteriori approfondimenti, cerchi di conciliare gli obiettivi di integrazione dei mercati e contenimento dello *spread* PSV–TTF con le esigenze di funzionamento del mercato stesso, oltre che di sostenibilità economica per gli operatori.

Al contempo, Edison ritiene opportuno evidenziare alcune rilevanti **criticità del meccanismo proposto**, che riguardano, in particolare, l’afflusso effettivo di volumi gas incrementali, il possibile impatto sulla formazione del prezzo del gas al PSV e sulla liquidità del mercato, la coerenza delle tempistiche di implementazione rispetto ai processi di conferimento della capacità, nonché l’effettiva attrattività economica del servizio per gli operatori. Si tratta di elementi che, se non adeguatamente presi in considerazione, rischiano di ridurre l’efficacia complessiva della misura e, in alcuni casi, di produrre effetti contrari rispetto agli obiettivi perseguiti.

In tale ottica, si riportano di seguito le osservazioni puntuali sugli spunti posti in consultazione.

Risposte ai singoli spunti di consultazione

S1. Osservazioni in merito all'introduzione di un'asta integrata e multilaterale nelle contrattazioni dell'MGP-GAS per il servizio di liquidità.

Edison ritiene che l'introduzione di un'asta integrata e multilaterale sull'MGP-GAS, così come prospettata nel DCO, sollevi rilevanti criticità sotto il profilo del corretto funzionamento del mercato e della formazione dei prezzi.

In particolare, la **previsione di sospendere la negoziazione continua nella fascia oraria 17:15–17:30**, coincidente con la finestra di maggiore liquidità del mercato e con il periodo di rilevazione per la formazione degli indici *day-ahead*, appare suscettibile di incidere significativamente sul processo di *price discovery* adottato da ICIS-Heren i cui indici, ad oggi, costituiscono il principale riferimento di mercato lungo tutta la filiera. In tal senso, il meccanismo proposto rischia di alterare le dinamiche di formazione del prezzo sull'*hub* italiano (PSV), in particolare riducendo la rappresentatività delle transazioni considerate per la formazione dei prezzi sui mercati.

A questo riguardo, assume particolare rilevanza la circostanza, emersa nel corso dei confronti informali con gli operatori di mercato, secondo cui ICIS-Heren, principale soggetto responsabile della determinazione degli indici di riferimento TTF e PSV, potrebbe non includere i prezzi derivanti dall'asta dedicata al “servizio di liquidità” nei propri processi di *assessment*, continuando invece a fare riferimento esclusivamente alle negoziazioni concluse in modalità continua e, ove necessario, ad altre fonti informative, tra cui in particolare il **mercato OTC** (Over The Counter) in cui gli operatori negoziano contratti bilateralmente.

In aggiunta, l'interruzione della negoziazione continua potrebbe determinare effetti distorsivi sui mercati successivi a quello delle 17:30 su MGP-GAS, in particolare sul mercato infragiornaliero (MI-GAS), su cui potrebbero crearsi *spread* di prezzo rispetto ai mercati precedenti, non giustificati dai fondamentali di mercato, che potrebbero fra l'altro riflettersi non solo sugli oneri di bilanciamento di tutti gli operatori ma anche sui costi dei produttori termoelettrici, che devono bilanciare le proprie posizioni sul mercato gas in funzione dell'andamento del mercato elettrico.

Tale disallineamento tra il meccanismo di formazione dei prezzi su cui si fonda la presente misura e quello utilizzato per la determinazione degli indici di riferimento di mercato può determinare effetti distorsivi rilevanti, tra cui:

- una frammentazione della liquidità, con possibile spostamento delle negoziazioni verso mercati alternativi, meno trasparenti e meno liquidi;
- la co-esistenza di più segnali di prezzo (es. IG Index vs *assessment* ICIS-Heren), basati su metodologie differenti;
- il rischio che il prezzo PSV di riferimento per il mercato non rifletta l'esito dell'asta, compromettendo l'efficacia della misura nel ridurre lo spread PSV–TTF;
- nel caso più critico, la possibilità che il meccanismo produca effetti negativi, fino ad un potenziale aumento del livello del PSV nei *benchmark* di mercato, in condizioni di stress del mercato.

Ulteriore elemento di criticità risiede nel fatto che la concentrazione della liquidità in una finestra d'asta obbligatoria, accompagnata dalla sospensione della negoziazione continua, risulta in discontinuità rispetto al modello di funzionamento prevalente nei mercati europei del gas, basato su negoziazione continua e formazione diffusa del prezzo. Ciò potrebbe incidere negativamente sull'attrattività del mercato italiano e sulla partecipazione stessa degli operatori alle aste per l'assegnazione del “servizio di liquidità”, per effetto di un aumento del rischio derivante dalla differenza fra il prezzo offerto e quello che effettivamente si formerà sui mercati, ad oggi non del tutto prevedibile, visto che valutabile solo in assenza del “servizio di liquidità” stesso.

Alla luce di quanto sopra, **Edison ritiene che l'introduzione dell'asta su MGP-GAS del GME, nella configurazione proposta, debba essere oggetto di un'attenta valutazione e non debba in ogni caso comportare l'interruzione della negoziazione continua.**

S2. Osservazioni in merito alla possibilità di rendere l'asta un elemento strutturale dell'MGP-GAS oppure limitarne lo svolgimento alla durata del servizio di liquidità.

Edison non condivide l'opportunità di rendere strutturale l'asta dedicata al servizio di liquidità all'interno del funzionamento dell'MGP-GAS del GME.

In particolare, si ritiene che l'eventuale introduzione permanente di tale meccanismo possa generare effetti distorsivi sul funzionamento del mercato, sulla formazione dei prezzi e sui livelli di liquidità, come descritto più puntualmente nelle risposte agli altri spunti di osservazione del presente documento.

Pertanto, l'asta dovrebbe al più essere considerata come uno **strumento strettamente funzionale e temporaneo all'implementazione del "servizio di liquidità"**, coerentemente con la finalità specifica e temporanea della misura stessa.

S3. Osservazioni sulle modalità di presentazione delle offerte.

Appare opportuno vengano privilegiati strumenti digitali per la presentazione delle offerte.

Inoltre, stante le tempistiche particolarmente sfidanti, Edison ritiene sia auspicabile anche la messa a disposizione di strumenti che consentano il dialogo diretto tra le applicazioni degli operatori e il GME e la definizione di limiti economici di accettabilità delle offerte che l'operatore possa inserire al fine di garantire la sicurezza del processo, evitando così l'effetto di eventuali errori materiali non voluti.

S4. Osservazioni in merito alle modalità di determinazione dei ricavi da riconoscere all'impresa maggiore di trasporto.

Non si formulano osservazioni in merito.

S5. Osservazioni in merito alla scelta di applicare la misura al punto di ingresso di Passo Gries.

Edison **considera che l'individuazione del punto di ingresso di Passo Gries quale ambito di applicazione del servizio di liquidità risulti coerente con il quadro delineato dall'art. 10 del DL Bollette**, che richiama esplicitamente l'obiettivo di intervenire sugli effetti di prezzo derivanti dai costi di approvvigionamento lungo le direttrici di importazione dal Nord Europa.

S6. Osservazioni in merito ai criteri di individuazione e applicazione dei corrispettivi di inadempienza (C1 e C2).

Edison ritiene che il meccanismo di applicazione dei corrispettivi di inadempienza (C1 e C2), così come attualmente formulato, necessiti di alcuni chiarimenti e affinamenti al fine di garantirne coerenza economica, proporzionalità e corretta applicazione operativa, oltre che allo scopo di assicurare coerenza economica e robustezza operativa del sistema penalizzante proposto.

Corrispettivo C1

In primo luogo, si evidenzia come il **corrispettivo C1**, anche nel caso di offerta da parte dell'operatore, risulti **eccessivamente penalizzante**, infatti, per differenze positive anche minime tra P1 e P0 l'operatore sarà tenuto a restituire l'intero premio relativo al singolo giorno.

A questo si aggiunge che, poiché l'indice TTF di riferimento è pubblicato dopo le 17:30, ed è quindi ignoto al momento della presentazione dell'offerta (17:15 – 17:30), e il corrispettivo di volatilità (Cv) è fisso, il rischio di incorrere nella penale risulti strutturale e in larga parte indipendente dalla diligenza dell'operatore.

Tale rischio, come sottolineato anche successivamente allo spunto S.8, risulta ancor più evidente se si considera:

- l'esigenza per l'operatore selezionato nell'asta giornaliera, di approvvigionare i volumi necessari ad ottemperare ai propri obblighi dopo le 17:30, in condizioni di liquidità ridotta dei mercati, risultando così esposto a un accentuato *bid-ask spread*, che può non esser coperto dal corrispettivo di volatilità (il cui valore massimo è fissato su osservazioni nella finestra temporale antecedente alle 17:30);
- l'opposta necessità dell'operatore che approvvigionasse i volumi necessari prima dell'esito dell'asta esponendosi comunque all'eventualità di non essere selezionato; anche da questo caso, infatti, deriverebbe l'esigenza di gestire suddetti volumi in condizioni di liquidità ridotta dei mercati, sempre all'interno di un arco temporale successivo alle 17:30.

Con riferimento al corrispettivo C1, infine, si chiede conferma che verrà applicato esclusivamente ai casi di effettiva inadempienza e cioè solo nei casi in cui la differenza (P1 - P0) risulti positiva. Nel caso in cui invece (P1 - P0) risulti minore o uguale a zero il corrispettivo C1 non dovrebbe essere applicato o dovrebbe essere nullo. Ne consegue che la penale dovrebbe essere definita solo per valori positivi di P1 - P0.

Corrispettivo C2

Con riferimento al **corrispettivo C2**, relativo alla mancata immissione dei volumi, si rileva una **potenziale incoerenza nella definizione** della differenza di prezzo utilizzata per la sua determinazione.

In base alla formulazione proposta, il corrispettivo è parametrato alla differenza tra il SAP e il prezzo di sbilanciamento (Psbil) applicato agli utenti corti. Tuttavia, si osserva che il prezzo di sbilanciamento per un utente corto (Psbil) dovrebbe risultare, per definizione, maggiore del SAP.

Per tale ragione la corretta rappresentazione del costo del bilanciamento dovrebbe pertanto rifarsi alla differenza Psbil – SAP, visto che l'attuale formulazione (SAP – Psbil), se interpretata in termini strettamente algebrici, risulterebbe negativa e non coerente con la logica economica dei corrispettivi di inadempienza stessi, che sembra essere quella di riflettere il costo addizionale sostenuto dal sistema a seguito della mancata immissione.

S7. Osservazioni in merito ai requisiti di partecipazione alla procedura di aggiudicazione del servizio e alle tempistiche di avvio.

Edison condivide l'impostazione adottata da ARERA al paragrafo 7.3 del DCO, laddove viene esplicitato che il meccanismo debba riferirsi esclusivamente a capacità di trasporto disponibili, escludendo quindi in modo esplicito le capacità già conferite sul tratto svizzero

(Transitgas). Tale scelta appare coerente con l'obiettivo di garantire condizioni il più possibile eque e non discriminatorie tra gli operatori partecipanti.

Tale impostazione è fra l'altro coerente con la finalità della misura, che è quella di importare volumi aggiuntivi rispetto a quelli già potenzialmente disponibili al mercato: consentire l'utilizzo della capacità di trasporto già contrattualizzata, non solo genererebbe asimmetrie competitive a favore degli operatori che già dispongono di capacità ai punti impattati (*Wallbach, Oltingue, Gries*), ma soprattutto non garantirebbe l'incremento dei volumi importati rispetto allo scenario atteso in assenza di misura. D'altra parte, come rilevato dalla stessa ATERA al par. 11, già oggi, grazie alla predetta capacità, entrano da Passo Gries volumi di gas anche con valori dello spread PSV-TTF molto bassi (ad es. inferiori al corrispettivo di volatilità di 0,5 €/MWh), pertanto non marginali per il mercato e che, quindi, non inciderebbero sull'efficacia del servizio di liquidità. Pertanto, è corretto che tali volumi vengano esclusi dal meccanismo, così come la capacità di trasporto sottostante.

Per i medesimi motivi di cui sopra, e cioè evitare gli effetti distorsivi sulla competitività tra operatori nonché garantire l'effettivo aumento di volumi rispetto allo scenario in assenza della misura, si evidenzia inoltre come lo stesso requisito dovrebbe essere esplicitamente previsto lungo tutta la tratta di riferimento del "servizio di liquidità" dall'*hub* olandese (TTF) fino all'*hub* italiano (PSV).

Per quanto riguarda, invece, i requisiti di partecipazione e il quadro complessivo delle tempistiche di implementazione del "servizio di liquidità" stesso Edison ritiene che il DCO presenti alcuni elementi critici, che meriterebbero ulteriori approfondimenti.

Con riferimento ai **requisiti di partecipazione**, si segnala in primo luogo come il disegno prospettato non specifichi in modo compiuto le modalità di gestione delle situazioni in cui un operatore, pur avendo assunto impegni nell'ambito della procedura di selezione, non riesca a garantirsi la capacità di transito necessaria sulla tratta svizzera per cause a lui non imputabili.

In particolare, considerato che:

- l'accesso alla capacità di transito svizzera rappresenta un elemento essenziale ai fini dell'adempimento degli obblighi del servizio;
- il relativo sistema non è pienamente integrato nel quadro regolatorio europeo e può presentare vincoli di disponibilità non controllabili dall'operatore;

si ritiene necessario chiarire esplicitamente:

- quali siano le responsabilità dell'utente del trasporto in tali casistiche;
- se e in che misura possano trovare applicazione le penalità previste, anche in assenza di una responsabilità diretta dell'operatore;
- quali meccanismi di salvaguardia possano essere previsti per gestire situazioni di indisponibilità della capacità per cause esogene (es.: vincoli operativi o indisponibilità strutturale della capacità).

In aggiunta, sempre con riferimento al tratto svizzero, si condivide l'approccio proposto relativo all'acquisto della capacità di trasporto che dovrà avvenire direttamente da parte degli operatori. Si evidenzia inoltre come, affinché l'obbligo di sottoscrizione di nuova capacità sul tratto svizzero sia attuato garantendo parità di trattamento fra operatori, sia indispensabile che:

- la **disponibilità e i costi della capacità sullo stesso siano resi noti e trasparenti prima dello svolgimento della prima asta di selezione**, mediante il coordinamento tra SNAM Rete Gas (SNAM) e l'operatore svizzero. Gli stessi dovrebbero essere inoltre riportati nella documentazione di partecipazione;
- le **condizioni economiche ed accesso siano rese disponibili ex ante**. Tale requisito fra l'altro eviterebbe la necessità di disciplinare il caso in cui l'operatore aggiudicatario del

“servizio di liquidità” non riesca successivamente a contrattualizzare con il TSO svizzero la capacità necessaria ad ottemperare agli impegni assunti, salvo nei casi evidenziati sopra (es.: vincoli operativi o indisponibilità strutturale della capacità).

L'assenza di una disciplina chiara su tali aspetti introduce infatti un elemento di rischio significativo per gli operatori, che potrebbe incidere negativamente sulla partecipazione al meccanismo.

Per quanto riguarda le **tempistiche previste per l'avvio del servizio**, si evidenzia come le stesse appaiono particolarmente sfidanti sotto il profilo operativo.

In particolare, si sottolinea come:

- il contesto regolatorio ancora in evoluzione, in particolare con riferimento alle interlocuzioni in corso tra il MASE e la Commissione Europea, appaia rilevante ai fini dell'adozione del provvedimento finale;
- la complessità dei processi operativi richiesti per la messa a terra del meccanismo (predisposizione dei sistemi, definizione dei contratti, organizzazione delle aste, coordinamento con i TSO interessati), richieda tempi di implementazione adeguati;
- il disallineamento tra le aste di conferimento della capacità annuale, previste nel mese di luglio, e le aste per l'assegnazione del servizio di liquidità, previste nel mese di settembre, potrebbero limitare le opzioni a disposizione degli operatori per l'approvvigionamento della capacità necessaria;

In particolare, l'approccio proposto dall'Autorità come descritto nell'ultimo punto genera un'incertezza significativa per gli operatori. Da un lato, infatti, gli stessi per potersi aggiudicare l'asta del “servizio di liquidità” potrebbero essere indotti a prenotare capacità annuale e trimestrale prima di conoscere l'esito della selezione, assumendosi quindi il rischio di sostenere costi di capacità senza essere successivamente ammessi al servizio. Dall'altro, qualora decidessero di attendere l'esito della procedura di selezione, potrebbero trovarsi ad acquisire la capacità necessaria solo attraverso prodotti di più breve termine, e quindi a condizioni economiche meno favorevoli, senza che vi sia alcuna certezza circa la disponibilità della capacità necessaria.

Alla luce di quanto sopra Edison ritiene che sia opportuno evidenziare l'esigenza di **valutare la previsione di tempistiche di implementazione più coerenti con i vincoli operativi e regolatori del settore**.

S8. Osservazioni in merito al contenuto delle offerte ed ai criteri di individuazione del valore massimo del corrispettivo di volatilità e di un valore massimo corrispondente alla somma tra il corrispettivo di volatilità e il premio.

Edison ritiene che la definizione dei parametri economici del “servizio di liquidità”, ed in particolare del valore massimo della somma tra premio e corrispettivo di volatilità (Cv), rappresenti un elemento centrale ai fini dell'efficacia complessiva del meccanismo.

Appare essenziale, infatti, che il valore massimo della somma premio + Cv (*cap*) sia definito a un livello tale da risultare non solo capiente ai fini della copertura dei costi di trasporto sostenuti dagli operatori, ma anche:

- idoneo a remunerare costi operativi, garanzie, rischio di sbilanciamento o altre tipologie di rischio;
- sufficientemente incentivante per favorire una partecipazione ampia ed effettiva al meccanismo.

Un livello di remunerazione non adeguato rischierebbe infatti di limitare significativamente la partecipazione degli operatori, riducendo l'efficacia competitiva delle aste organizzate da SNAM per l'assegnazione del "servizio di liquidità" stesso.

In tale prospettiva, risulta opportuno che la determinazione del predetto *cap* tenga conto non solo dei costi di trasporto della tratta più economica, ma anche delle condizioni operative effettive e dei rischi sostenuti dagli operatori.

Con riferimento al corrispettivo di volatilità, si evidenzia come il valore massimo proposto da ARERA (0,5 €/MWh) possa risultare non pienamente rappresentativo delle condizioni di mercato più recenti, in particolare in contesti caratterizzati da elevata instabilità.

In tal senso, si osserva che:

- il valore individuato è basato su analisi riferite a un periodo precedente alle recenti tensioni geopolitiche rilevanti (tra cui l'insorgere della crisi in Iran);
- la volatilità dei mercati energetici è per sua natura variabile e difficilmente riconducibile a un valore fisso e statico.

A titolo esemplificativo, replicando la metodologia descritta da ARERA al punto 8.2 su un periodo più recente (**29 marzo – 28 giugno 2026**), si osserva come nella fascia oraria:

- tra le 16:00 e le 17:00, il valore del corrispettivo di volatilità risulti pari a circa **0,63 €/MWh**;
- tra le 17:00 e le 18:00, il valore risulti pari a circa **0,75 €/MWh**.

Il risultato, nel medesimo periodo, sarebbe ancora più alto qualora, coerentemente con la modalità di indicizzazione proposta nel DCO (prodotto *Heren Day Ahead* DA nei giorni feriali, e prodotto *Week-end* WE su sabato-domenica, che setta il venerdì), si esegua il calcolo del corrispettivo di volatilità considerando il prodotto DA per i giorni di *trading* dal lunedì al venerdì e il prodotto WE solo il venerdì. In questo caso nella fascia oraria:

- tra le 16:00 e le 17:00, i valori del corrispettivo di volatilità per DA e WE risultano rispettivamente pari a circa **0,78 e 0,82 €/MWh**;
- tra le 17:00 e le 18:00, i valori del corrispettivo di volatilità per DA e WE risultano rispettivamente pari a circa **0,89 e 0,96 €/MWh**.

Tali evidenze indicano come il livello di volatilità effettivo possa discostarsi in misura significativa dal valore massimo attualmente riportato nel DCO, rendendo quest'ultimo potenzialmente non capiente rispetto al rischio sostenuto dagli operatori.

Infine, con riferimento alla determinazione del valore massimo complessivo sulla base della rotta cui sia associato il minimo costo di trasporto possibile, si chiede di confermare che tale valutazione tenga conto non solo dei livelli tariffari teorici, ma anche della effettiva disponibilità di capacità sufficiente disponibile lungo la tratta considerata.

In assenza di tale precisazione, vi è il rischio che il riferimento a una tratta teoricamente più economica, ma non effettivamente disponibile, non consenta una corretta rappresentazione dei costi sostenibili dagli operatori.

S9. Osservazioni in merito ad altri criteri da utilizzare per calcolare il tetto massimo (ad es. valore medio del differenziale tra PSV-TTF).

Nessuna osservazione nel merito.

S10. Osservazioni in merito ai criteri e alle modalità di svolgimento delle procedure competitive.

Edison ritiene che i criteri e le modalità di svolgimento delle procedure competitive, così come delineati nel documento di consultazione, presentino alcuni elementi che meriterebbero un ulteriore approfondimento, in quanto incidono direttamente sul comportamento strategico degli operatori e, conseguentemente, sull'efficacia del meccanismo.

In particolare, si evidenzia come il criterio di selezione delle offerte con un coefficiente " α " volto ad attribuire maggiore rilevanza al corrispettivo di volatilità, introduca un elemento che potrebbe orientare in modo significativo le strategie di *bidding* degli operatori.

Alla luce degli elementi sopra evidenziati, si ritiene che l'attuale logica di selezione delle procedure competitive relative al "servizio di liquidità":

- possa incidere sulla partecipazione degli operatori, introducendo elementi di complessità e incertezza;
- rischi di non garantire una piena efficienza allocativa, qualora il *ranking* delle offerte non rifletta correttamente il costo effettivo e il rischio associato al servizio, dato che viene privilegiato in fase di assegnazione un comportamento volto a minimizzare il Cv;

In tale prospettiva, Edison ritiene opportuno suggerire un'attenta verifica del disegno complessivo del meccanismo alla luce delle strategie di *bidding* effettivamente attese, al fine di evitare effetti distorsivi non intenzionali.

S11. Osservazioni in merito alle modalità di calcolo del fabbisogno da approvvigionare tramite il servizio di liquidità.

Nessuna osservazione nel merito.

S12. Osservazioni in merito alle possibili soluzioni per l'integrazione dei mercati del gas italiano e tedesco (con focus sulla tratta via Svizzera).

Nessuna osservazione nel merito.