



Nota per Audizione

**Consultazione 29 ottobre 2021 - 465/2021/A - Quadro strategico 2022-2025
dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente**

- Milano, 29 novembre 2021 -

Eni gas e luce intende soffermarsi in questa audizione su tre punti essenziali, del Quadro Strategico 2022 – 2025 di Arera:

1. Il superamento della tutela di prezzo nei settori gas e luce.
2. La regolazione non di prezzo – linee evolutive.
3. La riforma del conferimento della capacità al city gate.

1. Il superamento della tutela di prezzo nei settori gas e luce.

Ci si riferisce in particolare ai contenuti dell’OS 24 “Garantire la concorrenza e la tutela dei clienti vulnerabili”. Stabilità e certezza del quadro normativo e regolatorio sono condizioni essenziali per garantire lo sviluppo concorrenziale e il buon funzionamento dei mercati. Il superamento della tutela tariffaria è solo l’ultima fase di un pluridecennale processo di liberalizzazione dei mercati dell’energia, nel corso del quale gli operatori hanno avviato campagne informative e commerciali, e il Regolatore ha imposto regole via via più stringenti sul rapporto commerciale cliente-venditore: si pensi alla Tutela Simile, alle offerte PLACET (offerte a Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela) e al Portale Offerte.

I ripetuti rinvii del termine sul superamento della tutela hanno quindi generato costi per il sistema e incertezza per i consumatori. Da ultimo, con la legge di conversione del DL n. 183/2020 (DL Milleproroghe), la scadenza per microimprese e clienti domestici per entrambi i mercati è stata nuovamente posticipata al 2023.

Peraltro, sotto il profilo del confronto dei prezzi fra mercato libero e tutelato, la situazione recente di picco dei prezzi energetici, mostra come l’adesione al libero mercato per una parte non marginale dei clienti che abbiano sottoscritto un contratto a prezzo fisso nei mesi scorsi, siano stati protetti in modo più efficace dall’aumento della materia prima rispetto ai contratti variabili, fra i quali le tariffe regolate.

Si ritiene che sia necessario ed urgente definire, anche con opportune segnalazioni alle istituzioni, i **processi di superamento della tutela tariffaria** per i clienti residenziali del settore gas ed energia elettrica e per le microimprese elettriche, cogliendo l’occasione, in parallelo, di prevedere un **adeguato quadro di sostegno per i clienti in condizioni di vulnerabilità** o di povertà energetica (“clienti vulnerabili”), anche alla luce delle recenti novità introdotte dallo schema di Dlgs per il recepimento della Direttiva UE 944/2019 sul mercato elettrico.

L’orientamento condivisibile di tutelare i clienti vulnerabili, attraverso una definizione tariffaria, non può che accompagnarsi al superamento della tutela tariffaria dei rimanenti clienti; procedendo preventivamente ad una procedura **che consenta di riequilibrare le quote di mercato elettrico.**

I mercati del gas e dell’energia elettrica hanno, infatti, assetti strutturalmente differenti sotto molteplici aspetti. Macroscopicamente, il primo operatore elettrico detiene una quota di mercato nazionale retail pari a poco meno del 70% (Gruppo Enel), mentre il primo operatore gas (Eni gas e luce) ha una quota di mercato retail inferiore al 25%. Questo diverso assetto postula una diversa regolazione del percorso di *phase out* tariffario fra mercato gas e mercato elettrico, per il quale, in considerazione dell’elevato livello di concentrazione ancora presente e dell’esigenza di passaggio graduale al mercato libero, si ritengono percorribili i seguenti *step*.

- In vigenza della tutela di prezzo:
 - a. fissazione di una quota massima detenibile sul mercato retail gas e luce (avente diritto alla tutela tariffaria): la quota massima di mercato detenibile è del 50%;
 - b. assegnazione della quota di clienti in tutela eccedente il 50% attraverso una procedura ad evidenza pubblica. L’assegnazione avverrebbe in vigenza della tutela di prezzo, quindi senza effetti su prezzi e servizi garantiti ai clienti finali.
- Al 1.1.2003: riequilibrate le quote di mercato, superamento della tutela di prezzo nei due settori attraverso le offerte PLACET con sorveglianza di Arera sulla continuità iniziale dei livelli di prezzo.

A nostro avviso questo procedimento, separando il riequilibrio del mercato dal superamento della tutela, tende a tutelare il cliente con due passaggi graduali:

1. il cambio di fornitore di cui alla procedura sopra evidenziata avverrebbe per i clienti in continuità di regolazione e di condizioni economiche di tutela;
2. il passaggio a libero mercato avverrebbe invece a condizioni PLACET in continuità di fornitore.

Peraltro, il primo dei due passaggi, può essere attuato, con utilità sul mercato, anche indipendentemente dall'eventuale volontà politica, da noi non auspicata, di un ulteriore rinvio del superamento della tutela di prezzo.

Nel dettaglio.

La procedura che si propone per il rispetto della quota di mercato, posto che la quota di mercato incide solo sul principale operatore elettrico, è facilmente percorribile attraverso due passaggi:

- **vincolo al distributore principale ad affidare** – entro un termine congruo - **la maggior tutela**, nei limiti di una quota massima di mercato, a operatori individuati attraverso procedura regolata. La quota massima di mercato per l'operatore principale a livello nazionale risultante dall'operazione dovrebbe essere posta a un livello adeguato a garantire l'ingresso di una pluralità di fornitori e una competizione equa e comunque non superiore al 50%.
- I clienti in maggior tutela eccedenti la quota massima di cui al punto precedente sarebbero interessati da **procedura di assegnazione**. Questo passaggio garantirebbe un riequilibrio concorrenziale sul mercato – prodromico all'avvio di una effettiva concorrenza a vantaggio dei consumatori - senza incidere in alcun modo sulle condizioni di tutela dei clienti.

La procedura di assegnazione dovrebbe essere integrata da tre elementi:

- **assegnazione in via definitiva, non triennale**; si tratterebbe in questo caso di un'assegnazione in continuità del servizio di maggior tutela e non si renderebbe quindi necessario alcun servizio intermedio, come per le PMI, pertanto i clienti rimarrebbero serviti dall'operatore assegnatario fino alla sottoscrizione di un contratto sul mercato libero (non ci sarebbe una reiterazione della gara dopo 3 anni);
- la procedura, a differenza di quella disegnata per le PMI elettriche, puramente basata su un minimo rialzo, dovrebbe essere integrata da **elementi a garanzia dell'affidabilità e solidità dei venditori partecipanti**, e valutando l'introduzione di un criterio di assegnazione che veda anche il peso di elementi di valorizzazione economica dei clienti assegnati;
- all'avvio del servizio aggiudicato tramite gara, il cliente continuerebbe a versare la tariffa di maggior tutela, mentre quota parte del risultato economico della procedura di assegnazione dovrebbe essere utilizzato per finanziare un **fondo per gli interventi a favore dei clienti vulnerabili** e contribuire agli strumenti contro la povertà energetica.

Riequilibrare le quote di mercato, anche sul mercato dell'energia elettrica, **il successivo superamento della tutela, al 1 gennaio 2023, dovrebbe avvenire, sia per il mercato elettrico che per quello gas, in continuità di fornitore attraverso le offerte PLACET sorvegliate dall'Autorità.**

2. La regolazione non di prezzo – linee evolutive.

In merito all'intenzione di ARERA – ci si riferisce al **OS.1 Promuovere l'emopowerment del consumatore** - di agire a tutela dei consumatori rafforzando il binomio "informazione + risoluzione delle controversie", riteniamo condivisibile il principio e chiediamo di porre attenzione ad alcuni aspetti relativi alla sua declinazione pratica, in particolare:

- in relazione alle informazioni che devono essere fornite ai clienti finali nelle risposte ai reclami e alle richieste di informazioni, riteniamo essenziale promuovere una maggiore flessibilità per i venditori nella composizione della risposta e degli allegati da fornire, evitando regole troppo rigide che possono appesantire la risposta peggiorando la comprensione da parte del cliente;
- chiediamo di promuovere strumenti regolatori che siano funzionali alla concreta risoluzione dei reclami, soprattutto quelli cosiddetti "complessi" che richiedono necessariamente un'interazione con il distributore; ad oggi infatti troppo spesso le risposte dei distributori, pur rispettando i formalismi regolatori, non consentono una effettiva risoluzione del reclamo e a volte non consentono la predisposizione di una risposta effettivamente pertinente rispetto alle richieste del cliente;
- chiediamo inoltre maggiore flessibilità per il venditore nella scelta di quali canali utilizzare per la gestione dei reclami anche nell'ottica di una maggiore spinta alla digitalizzazione.

Quanto al rafforzamento degli strumenti per valutare i servizi offerti dal venditore in termini comparativi, con particolare riferimento ai livelli di performance di qualità commerciale (reclami e call center) facciamo presente che spesso la performance del venditore in termini di reclusività e di risolutività delle risposte ai reclami non è frutto unicamente della propria capacità di gestire il fenomeno, ma risente direttamente delle attività collegate lato distribuzione, che inevitabilmente influenzano il livello di servizio offerto al cliente. È importante quindi individuare strumenti che consentano di valorizzare l'attività del venditore depurando la valutazione da elementi esogeni e fuori dal controllo del venditore stesso, primi fra tutti l'attività del distributore. Inoltre si potrebbe pensare, parallelamente, ad una valutazione delle performance delle prestazioni delle società di distribuzione che influiscono direttamente sul livello di servizio offerto dalle società di vendita, in modo che ai clienti sia maggiormente chiaro da quali soggetti dipendono determinate attività.

Per quanto riguarda le comunità energetiche, concordiamo sull'estensione della regolazione a tutela del consumatore per gli aderenti alle comunità energetiche, in considerazione del diverso assetto di rapporti tra i diversi soggetti, anche per evitare che la comunità energetica diventi un mezzo per bypassare la regolazione vigente a tutela dei clienti finali.

In relazione ai nuovi interventi per rendere più trasparenti le bollette:

- chiediamo ad ARERA di promuovere interventi che incentivino concretamente una spinta alla digitalizzazione, prima di tutto riformulando il meccanismo di compensazione dei costi per le bollette digitali istituito sul mercato tutelato in modo da istituire un principio chiaro di cost reflectivity sugli sconti eventualmente erogati per la bolletta digitale;
- sempre ai fini di una maggior digitalizzazione – anche in ottica di maggior attenzione all'ambiente - chiediamo ad ARERA di rimuovere gli attuali vincoli promuovendo interventi regolatori che consentano il passaggio alla bolletta digitale con una comunicazione preventiva basata sul meccanismo di silenzio assenso, prevedendo comunque specifiche tutele per il cliente finale (come ad esempio: un congruo preavviso, un periodo iniziale in cui l'invio della bolletta cartacea e di quella digitale coesistono, prima dell'eliminazione dell'invio cartaceo, la possibilità per il cliente di richiedere il ritorno alla modalità cartacea in qualunque momento);
- riteniamo essenziale che la struttura della bolletta, ancorché standardizzata, non debba essere troppo rigida da inibire la corretta rappresentazione di forme di prezzo innovative: riteniamo infatti che una bolletta trasparente debba necessariamente essere aderente alla struttura di prezzo scelta dal cliente con la sottoscrizione di una determinata offerta; inoltre la bolletta non dovrebbe contenere troppe informazioni obbligatorie, per evitare di peggiorarne la comprensibilità lato cliente.

Relativamente al rafforzamento delle tutele per i consumatori in condizioni di disagio, ci si riferisce al **OS.2 Rafforzare le tutele per i consumatori in condizioni di disagio** diverse da quelle previste per i titolari di bonus sociale, ed in particolare le tutele previste per i consumatori colpiti da eventi eccezionali, chiediamo ad ARERA di valorizzare l'esperienza maturata sulle agevolazioni legate agli eventi sismici degli anni 2016 e successivi, in modo da prevedere in futuro interventi strutturati con l'introduzione di strumenti regolatori completi disegnati in modo tale da rendere possibile l'erogazione delle agevolazioni ai clienti in maniera efficace e il completo ristoro dei costi subiti dagli operatori. Chiediamo in particolare di:

- istituire un quadro regolatorio certo e completo per la gestione degli eventi eccezionali, evitando la stratificazione di modifiche alle singole delibere emesse sullo stesso tema che ne rendono difficile l'implementazione e talvolta anche la stessa interpretazione;
- individuare modalità chiare per l'individuazione delle forniture da agevolare, basate su informazioni oggettive facilmente reperibili dagli operatori,
- prevedere flussi di comunicazione dettagliati e standardizzati fra gli operatori della filiera, necessari per l'erogazione delle agevolazioni;
- prevedere ristori non solo per il mancato incasso delle componenti tariffarie oggetto di agevolazione ma anche per i costi subiti dagli operatori per l'implementazione delle agevolazioni stesse (primi fra tutti gli oneri finanziari derivanti dall'erogazione di rateizzazioni senza interessi).

Con riferimento a **OS.3, Tutelare e promuovere la trasparenza e la correttezza nei rapporti clienti finali-venditori e gestori-utenti**, si condivide l'intenzione di rafforzare l'attività di controllo sulla correttezza e comprensibilità dei contratti di fornitura, delle fatture e in generale delle comunicazioni dirette ai clienti, in quanto riteniamo che la regolazione in materia sia già molto dettagliata e stratificata negli anni, pertanto riteniamo che le verifiche da parte di ARERA possano essere un utile strumento sia per capire come concretamente vengono interpretate ed applicate tali regole dai venditori (in modo da prevedere interventi di fine tuning nel caso in cui venissero rilevate criticità) sia per iniziare ad impostare un percorso di semplificazione degli stessi.

Si ritiene da specificare la natura dell'obiettivo dichiarato di rafforzare le verifiche sulle modalità di determinazione dei costi e di applicazione dei corrispettivi, individuando (attraverso opportune analisi dei dati e delle informazioni disponibili) i principali fattori di potenziale criticità, alla base di spese non adeguate, per famiglie e imprese. Concordiamo infatti se il riferimento è riferito e funzionale alla attività istituzionale di Arera di informazione e formazione puntuale ai clienti, prioritariamente attraverso strumenti in essere. Ad esempio, per quanto riguarda il Portale Offerte, riteniamo che il modo migliore per valorizzare questo strumento, oltre al collegamento con il Portale Consumi, sia l'effettuazione di una campagna pubblicitaria istituzionale che possa far conoscere al pubblico uno strumento utile, trasparente ed imparziale che ad oggi è utilizzato pochissimo dai consumatori.

Con riferimento al **OS.23 Promuovere un funzionamento efficiente e partecipato dei mercati retail**, in linea di principio si condivide l'obiettivo di velocizzare le procedure di switching in modo da favorire la concorrenza, tuttavia si chiede ad ARERA di adeguare / integrare opportunamente la regolazione vigente prima di arrivare all'obiettivo finale dello switch in 24h poiché il quadro normativo attuale non consentirebbe un passaggio ordinato allo switch giornaliero (si pensi a tutta la regolazione relativa ai casi di ripensamento/contestazione del contratto/ripristino, e all'istituto dello switch con riserva); occorre inoltre porre particolare attenzione al tema delle frodi, istituendo meccanismi che consentano di intercettare questi fenomeni e porvi rimedio in maniera strutturata (e non semplicemente rimandando a rapporti bilaterali fra i singoli operatori coinvolti).

3. La riforma del conferimento della capacità al city gate.

Ci si riferisce al **OS.22 Accompagnare l'evoluzione del settore del gas naturale in un'ottica di decarbonizzazione**. In particolare al passaggio in cui "l'Autorità ritiene di fondamentale importanza il completamento della riforma dei criteri di allocazione di capacità nei punti di riconsegna del gas naturale verso le reti di distribuzione, al fine di rimuovere le barriere all'ingresso per il mercato retail legate all'attuale sistema".

In premessa si ribadisce che l'attuale meccanismo di allocazione di capacità ai city gate non ha effetti anti competitivi. Risponde solo ad una logica, commerciale, di adattare alle esigenze dei clienti la corretta prenotazione di capacità. Le economie di portafoglio, peraltro non particolarmente rilevanti in mercati dominati dal consumo residenziale, sono del tutto replicabili da operatori nuovi entranti che possono, con mirate operazioni di acquisizione commerciale, costruire portafogli molto più bilanciati degli operatori storici.

Oltre a queste considerazioni si evidenziano comunque persistenti e rilevanti criticità, con potenziali impatti economici significativi sui clienti, che rendono inopportuna l'applicazione di questa riforma al 1 ottobre 2021.

Con la delibera **147/2019/R/gas** l'Autorità ha infatti approvato le disposizioni inerenti alla riforma dei conferimenti di capacità ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con impianti di distribuzione (city gate), compresi i relativi flussi informativi, la cui entrata in vigore era prevista l'1 ottobre 2020, in coerenza con l'adozione della riforma del Settlement avviata a partire dall'1 gennaio 2020. Con la delibera **110/2020/R/gas** l'Autorità ha posticipato all'1 ottobre 2021 l'avvio della suddetta riforma.

A seguito delle numerose segnalazioni in relazione ai valori del parametro di consumo annuo CAPdR (*indicatore del prelievo annuo per singolo punto di riconsegna - PdR*) determinati per l'anno termico 2020-2021, il **Gestore del SII** ha approfondito le problematiche evidenziate nell'ambito delle **interlocazioni tecniche con operatori** e utenti relative alle problematiche emerse nei mesi di applicazione della nuova disciplina del settlement gas. Tali approfondimenti hanno richiesto diversi mesi, a causa dell'elevata laboriosità delle verifiche, rilevando, anche, aspetti di perfezionamento delle procedure che hanno condotto alla decisione di procedere ad un **ricalcolo del parametro CAPdR** e con la deliberazione **134/2021/R/gas è stato disposto di rinviare l'avvio della riforma all'1 ottobre 2022**, anche al fine di sottoporre le nuove modalità di determinazione delle capacità di trasporto ai city gate ad un periodo di *test* con lo scopo di permettere agli operatori una valutazione dell'impatto della riforma prima del suo avvio operativo.

Allo stato dell'arte le preoccupazioni già rappresentate nel 2020¹ con riferimento all'avvio della **riforma del Settlement gas** dal 1 gennaio 2020, non sono superate.

¹ Tra la sessione di Bilanciamento del 2020 (SBG 2020) e la versione preliminare della Sessione di Aggiustamento (AGG S1 PRE 2020) il SII ha determinato un delta volume di circa 8,5 Mld di metri cubi a livello nazionale.

Sebbene le procedure siano state perfezionate, e si sia ad esempio condivisa l'introduzione di nuovi criteri da applicare come primo filtro di verifica rispetto ai punti di riconsegna con prelievi potenzialmente incoerenti, quali ad esempio il criterio del calibro del gruppo di misura, si rileva quanto segue:

- anche se nella Del. 147/2019/R/Gas era stato dato mandato al Responsabile del Bilanciamento (SNAM) di condurre valutazioni circa possibili modalità di trattamento di PdR la cui capacità è utilizzata al di fuori del periodo di punta stagionale, ad oggi manca una disciplina specifica per clienti con consumi peculiari, ai quali al momento verrebbero applicati gli stessi criteri utilizzati per tutti gli altri;
- manca ancora una puntuale ricognizione delle caratteristiche di consumo sia dei consumatori civili, sia soprattutto dei clienti dei settori commerciali, partite IVA, piccole e medie imprese, distinte tipologia di industria di appartenenza, modalità di utilizzo del gas naturale e tipologia di prelievo, stagionale o meno;
- per i PdR con trattamento Y (con lettura diversa da giornaliera e mensile), che rappresentano la maggioranza dei PdR a livello nazionale, il parametro principale per il calcolo della capacità è ad oggi a nostro avviso inutilizzabile in quanto caratterizzato da una percentuale molto elevata di consumi annui "dedotti" (per assenza di misure o anomalie che non ne consentono la determinazione da parte del Gestore del SII); i consumi verrebbero attribuiti da SNAM sulla base di dati di anni precedenti, particolarmente critici per dedurre una regolarità di consumo. Al momento non si conoscono eventuali fattori correttivi che dovrebbero essere applicati ai parametri in input all'algoritmo di calcolo della capacità e funzionali alla correzione di anomalie nei consumi storici. La riforma andrebbe quindi a innestarsi su una situazione pandemica ancora incerta con conseguente grande peculiarità variabilità e non rappresentatività dei consumi, per i quali è opportuno e prudente attendere una stabilizzazione;
- ritardo nell'avvio del test previsto da inizio anno termico proprio al fine di verificare il funzionamento dell'algoritmo, avviando un periodo parallelo di verifica. Si attende ancora la pubblicazione della componente ZCg (in consultazione in questo momento), parametro indispensabile per l'operatore per il calcolo della capacità e la verifica di coerenza rispetto alla prenotazione già effettuata.

Per quanto sopra la data del 1° ottobre 2022 si ritiene prematura e pericolosa per i clienti esposti a incertezze dagli effetti economici potenzialmente molto pesanti. A nostro avviso, prudenzialmente, la decorrenza dovrebbe essere spostata al primo ottobre 2023. In questo anno, oltre alla definitiva soluzione delle persistenti criticità sopra evidenziate, dovrebbero essere svolte adeguate simulazioni dell'effetto della prenotazione di capacità su tutte le specifiche categorie.