

Audizioni 2022 "CRISI ENERGIA: prospettive e proposte settoriali" - memoria Iren

Considerazioni generali

Il Gruppo Iren esprime anzitutto apprezzamento per l'opportunità offerta dall'Autorità relativamente all'approfondimento e confronto sul tema **"CRISI ENERGIA: prospettive e proposte settoriali"**, anche in considerazione della valenza del presente ciclo di audizioni rispetto al possibile futuro aggiornamento del Quadro strategico 2022-2025 dell'Autorità.

La crisi energetica sta generando rilevanti impatti gestionali ed economico-finanziari sugli operatori ed in particolare sulle *multiutility*, il cui modello di *business*, di natura resiliente, sta manifestando, nell'attuale contesto, un'inedita vulnerabilità rispetto alla pressione derivante da fattori esogeni negativi sui diversi settori. L'**esposizione finanziaria**, determinata dall'andamento dei prezzi delle *commodities* sui mercati all'ingrosso e dall'impatto degli interventi normativi, **è via via cresciuta fino a generare effetti straordinariamente negativi** sul livello di indebitamento, determinando il conseguente **rischio di rallentamento degli investimenti** e di **avvio di piani di dismissioni di asset** in tutti i settori.

L'**andamento inflattivo** registrato nel corso dell'anno corrente rappresenta un ulteriore elemento di criticità con elevato impatto economico-finanziario sulle attività dei settori regolati e in regime concessorio in quanto determina una **sostanziale "erosione" di risorse finanziarie per la realizzazione degli investimenti programmati**.

D'altro canto, **gli investimenti** sia nei settori a mercato (impianti di generazione alimentati a fonti rinnovabili, accumuli,...) sia in quelli pienamente regolati (ad esempio depuratori delle acque reflue ed impianti di chiusura del ciclo dei rifiuti) **rappresentano la priorità assoluta** non solo per contrastare le criticità congiunturali ma soprattutto per traguardare assetti infrastrutturali e di mercato maggiormente orientati verso la sicurezza, la decarbonizzazione e l'efficienza nazionali.

Le riforme strutturali, capaci di superare misure tampone a carattere emergenziale di contenimento dei prezzi e di recupero di presunti "extra-profitti", **costituiscono l'altro asse**

portante per supportare i settori energetici ed ambientali nel raggiungimento degli obiettivi euro-unitari e nazionali, inclusi quelli specificamente individuati dal PNRR.

Gli interventi regolatori di **riforma strutturale** per i business sia regolati sia soggetti a dinamiche di mercato (TIDE, *market design*) rappresentano presupposti fondamentali che definiscono le basi per lo sviluppo strategico dei diversi settori, identificando **opportunità di trade-off** fra **modello regolato e non regolato** e fra opzioni di **remunerazione a breve o a lungo termine**.

Si fa riferimento da un lato ai settori in cui l'applicazione della regolazione può esprimere la massima efficacia, in particolare attraverso l'evoluzione dei metodi tariffari del servizio idrico integrato (MTI-4) e del ciclo integrato dei rifiuti (MTR-3) e dall'altro al settore del teleriscaldamento nonché al mercato elettrico all'ingrosso.

Per quanto attiene al teleriscaldamento, riguardo al quale l'Autorità ha appena concluso le attività dell'indagine conoscitiva su costi e prezzi ed inviato una Segnalazione a Parlamento e Governo, esprimiamo un **pieno apprezzamento** relativamente alla posizione espressa sulla possibile **estensione al settore del teleriscaldamento dell'IVA agevolata al 5% e del bonus sociale automatico**; circa la proposta di **disciplina tariffaria cost reflective**, siamo a piena disposizione per **partecipare fattivamente al percorso regolatorio** che dovesse avviarsi a seguito delle modifiche della norma primaria, tenendo in considerazione criteri di asimmetria e di gradualità e valutando altresì la prospettiva dell'emersione di elementi di **maggior visibilità e stabilità del quadro di riferimento**.

Con riferimento al settore elettrico, è urgente intervenire sulla **riforma strutturale del disegno di mercato**, orientandola a garantire **condizioni di maggior stabilità e prevedibilità dei ricavi attesi per gli impianti a Fonti Rinnovabili**, coerentemente con la loro struttura dei costi di generazione.

Di seguito una trattazione degli elementi caratterizzanti gli specifici settori energetici ed ambientali.

Mercati energetici

Riflessioni sullo stato dell'arte

Nei mercati a termine di energia elettrica e gas naturale la gestione delle coperture finanziarie necessarie per ridurre il rischio di mercato sta creando criticità per l'eccessivo **assorbimento di liquidità finanziaria per gli operatori**; l'effetto è determinato dagli attuali livelli di prezzo e dalla relativa volatilità (problemi di gestione della cassa per elevati costi di marginazione e garanzie). Il fenomeno determina un effetto distorsivo con rischio di minore partecipazione ai mercati e conseguente inasprimento dei problemi di liquidità sugli stessi con rialzo ulteriore dei prezzi, alimentando una dinamica negativa di esasperazione delle criticità.

L'innalzamento dei prezzi di fornitura e le conseguenti maggiori difficoltà dei clienti finali a pagare le bollette, dall'altra parte, determinano aumenti dei tassi di mancato pagamento con forti impatti sul circolante degli operatori di vendita: questo elemento determina ulteriori riduzioni della capacità di investimento dei grandi gruppi societari che determinano un potenziale rallentamento dei Piani industriali.

Infine, un ulteriore elemento ad impatto sulla cassa è costituito dall'attuale disallineamento delle allocazioni di Snam in fase di bilanciamento sui Pdr sotto rete e i volumi effettivamente consumati dagli stessi clienti finali: questo elemento determina una strutturale posizione a credito degli operatori verso Snam, inasprita nell'attuale contesto dalle riduzioni dei consumi gas determinate sia su base normativa (revisione parametri stagione termica) che su base volontaria per auto-riduzione dei propri consumi da parte dei clienti a seguito della crescita dei prezzi.

Per quanto riguarda lo **stoccaggio gas**, si osserva come l'adozione della disciplina "ordinaria" che colloca sugli *shipper* la pressione finanziaria inerente all'immobilizzazione della materia non sembra adeguatamente capace di rispondere alle condizioni straordinarie del mercato, con particolare riferimento alle misure adottate per disciplinare la fase di

immissione, misure che peraltro potrebbero non portare ad una generazione di cassa in tempo utile per la chiusura dell'esercizio finale. Più in dettaglio, per il Gruppo Iren, l'impatto sul circolante dell'immobilizzazione del gas a stoccaggio è pari a circa 300 milioni di euro, ovvero dell'ordine di grandezza di un decimo del debito incrementale rispetto all'anno precedente; tale valore risulta solo parzialmente coperto dagli strumenti già messi in campo dall'Autorità nella fase di iniezione; l'esposizione in capo agli operatori risulta così rilevante a causa **dei prezzi elevati riscontrati durante la fase di iniezione**, stante l'obbligo di approvvigionarsi di capacità di modulazione per garantire la sicurezza della sistema gas durante la stagione termica 2022/2023, a fronte di una parallela campagna di acquisto da parte di soggetti regolati esenti da esposizione al rischio mercato. L'impatto sopra descritto è stato ulteriormente inasprito dalla modifica dell'indicizzazione della tutela gas, da TTF trimestrale a PSV mensile, a ridosso della fase di consuntivazione dell'indice precedente. Su questo tema è urgente sia effettuata una valutazione da parte del Ministero e dell'Autorità sugli oneri emergenti a carico degli operatori di mercato, a fronte, peraltro, di un loro diligente operato nel dotarsi per tempo delle necessarie risorse di stoccaggio, anche considerato il rischio incombente del ripetersi di questa situazione nel 2023.

La **crisi idrica** ha- altresì generato una **riduzione della disponibilità di risorsa idrica sia per la generazione idroelettrica sia per quella termoelettrica**, con riferimento agli impianti raffreddati ad acqua, sui quali andranno sicuramente effettuati degli interventi di modifica. La riduzione della produzione effettiva legata alla predetta crisi ha determinato la limitazione della possibilità di ricorso al *natural hedging* ed ha generato una posizione corta sulle vendite a termine tale da rendere necessaria la chiusura delle posizioni a prezzi spot, determinando elevati costi a chiusura dell'esposizione finanziarie.

D'altra parte, va sottolineata l'importanza dell'intervento dell'Autorità, tramite la delibera 266/2022, circa l'inclusione dei contratti finanziari nel perimetro di applicazione del DL Sostegni ter.

Le sopra descritte criticità determinano la **riduzione delle capacità di investimento degli operatori**: in particolare un rallentamento nello sviluppo di nuovi impianti FER sia *utility scale* che di GD, di nuove comunità energetiche e nello sviluppo delle tecnologie di accumulo necessarie all'integrazione delle FRNP nel mercato mantenendo adeguati livelli di sicurezza. Inoltre, l'attuale contesto economico ha determinato un innalzamento dei costi di approvvigionamento di materiali e parti di impianto causando un significativo aumento degli LCOE sia degli impianti FER che degli accumuli. In tal senso, l'attuale crisi energetica potrà determinare, in assenza di interventi legislativi e regolatori, impatti negativi sullo sviluppo della *Green Energy Transition*. Tale aspetto avrà inoltre conseguenze sul rafforzamento dell'indipendenza energetica del Paese e dell'Europa, per la quale lo sviluppo delle fonti *green* e delle nuove tecnologie di accumulo risulta fondamentale.

Infine, si evidenzia che la recente interpretazione dell'**art. 3 del DL Aiuti-bis** da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato pone a rischio la sostenibilità economica di lungo termine dei rapporti contrattuali lato vendita, poiché gli operatori sarebbero costretti fino ad aprile 2023 a vendere energia elettrica e gas a livelli di prezzo significativamente inferiori a quelli a cui si approvvigionano. Sul tema sarebbe **auspicabile un'interpretazione definitiva** capace di fornire una chiara indicazione alle società di vendita, onde evitare il rischio di modificare i fondamentali del mercato libero, con l'abbandono del ricorso allo strumento delle offerte a prezzo fisso.

Considerazioni su potenziali azioni e proposte regolatorie

1. Si rende necessario un **intervento pubblico a sostegno della crisi di liquidità degli operatori**, nell'ambito dei mercati a termine, attraverso il potenziamento degli strumenti quali finanziamenti CDP o MEF oppure garanzie SACE al fine di massimizzare la partecipazione ai mercati da parte degli operatori, con effetti potenzialmente distensivi sui prezzi.

2. Per riallineare i costi sul mercato all'ingrosso con i ricavi conseguibili nella vendita di gas naturale, sarebbe opportuno definire modalità straordinarie per consentire agli operatori un **adeguamento delle allocazioni agli effettivi consumi misurati con recupero di circolante entro la fine del 2022**.
3. È altresì necessario garantire che le misure straordinarie già adottate con riferimento agli stoccaggi, consentano agli operatori l'**incasso del previsto premio di giacenza entro la chiusura dell'anno fiscale in corso**; sarebbe altresì opportuno definire misure che consentano agli operatori il pieno recupero dei costi sostenuti in tale ambito a tutela della sicurezza del sistema gas e per garantire le forniture nella stagione invernale.
4. Occorre fornire ulteriori **incentivi agli investimenti**, in particolare in FER, accumuli e comunità energetiche, attraverso:
 - Una **riforma strutturale del disegno di mercato** orientata a garantire **condizioni di maggiore stabilità e prevedibilità dei ricavi attesi** (nel cui ambito un *cap* a 180 €/MWh potrebbe permanere), tale da facilitare un **deciso sviluppo dei PPA** in quanto attrattiva per gli **impianti nuovi** (per propensione a contrattualizzare la produzione nel lungo termine) e per gli **impianti esistenti** (tramite l'allungamento della durata delle concessioni idroelettriche e la **temporanea depenalizzazione degli sbilanciamenti delle FRNP** come **misura di breve periodo, in attesa della nuova piattaforma del *time shifting***)
 - Interventi strutturali di semplificazione degli iter autorizzativi al fine di ridurre i rischi e i costi di sviluppo di nuovi impianti
 - Interventi per **accelerare e semplificare l'iter di connessione degli impianti** previsto dal **TICA**, garantendo il pieno e tempestivo coinvolgimento dei DSO, il cui ruolo ha notevole rilievo in particolare per le Comunità Energetiche.
 - **Sviluppo della piattaforma dei PPA** da supportare, ad esempio, accelerando la definizione dei meccanismi d'asta sulla nuova capacità di accumulo e la nuova piattaforma del *time shifting*, prevista dal recepimento delle direttive europee

- **Riforma complessiva e strutturale del mercato a pronti (TIDE)** per consentire un efficientamento dell'operatività attraverso il **progettato disaccoppiamento delle fasi commerciali dallo *unit commitment*** e lo sviluppo della gestione a portafoglio delle UP e delle UC (riduzione dei costi di programmazione/sbilanciamento potenziali, efficientamento generale del mercato)
- **Riforma strutturale del mercato dei servizi** per consentire la piena **partecipazione di** tutte le fonti, comprese **FER e accumuli**, attraverso la definizione di nuovi servizi (anche attingendo dai progetti pilota fino qui attuati); tale riforma darebbe visibilità di medio/lungo termine agli operatori in termini di linee di ricavo in particolare per gli accumuli stand alone o accoppiati ad impianti FER
- Definizione del **quadro incentivante** per lo **sviluppo delle comunità energetiche** e in generale dei sistemi di supporto alle FER

Impatto inflattivo sull'annualità 2022 per settori infrastrutturali energetici ed ambientali: profili generali

Riflessioni sullo stato dell'arte

I criteri di aggiornamento dei costi operativi per il 2022 e del deflatore degli investimenti, sia per i settori infrastrutturali energetici che ambientali (idrico e rifiuti), considerano che la base costi (desumibili dalle fonti contabili obbligatorie dell'anno 2018 e 2020) sia **aggiornata in base all'indice Istat FOI** (senza tabacchi), calcolato considerando un periodo fino a maggio 2021 per i settori infrastrutturali energetici e fino a giugno 2021 per quelli ambientali (idrico e rifiuti); **non è previsto alcun adeguamento ex post, tramite conguaglio volto al riconoscimento dell'effetto inflattivo**, a parziale eccezione dei costi di energia elettrica nel servizio idrico, di cui si dirà in seguito.

Si tratta pertanto di una dinamica strutturale, equivalente implicitamente alla richiesta di (ulteriore) efficientamento dei costi per compensare l'effetto dell'inflazione dell'anno. **La**

forte crescita dei prezzi energetici che ha avuto luogo dalla seconda metà del 2021 **sta però determinando impatti tali da comportare per il 2022 e presumibilmente anche per il 2023 una forte penalizzazione per gli operatori** dal punto di vista reddituale ed anche finanziario (con ulteriori ripercussioni sulla disponibilità finanziaria a realizzare gli investimenti pianificati sia nelle reti energetiche sia nei settori ambientali).

Considerazioni su potenziali azioni e proposte regolatorie

Per compensare i suddetti effetti per il biennio 2022-2023 si rende pertanto necessario che ARERA preveda **meccanismi di aggiornamento delle opex tariffarie e del deflatore degli investimenti** (quali il riconoscimento di conguagli ed eventualmente un aggiornamento del **livello tariffario**) per i DSO gas ed EE e soprattutto per **gestori dei servizi ambientali (idrico e rifiuti), caratterizzati da un livello di concentrazione e dimensione media piuttosto basso nonché da una struttura patrimoniale e finanziaria generalmente più fragile.**

A tali considerazioni di carattere generale vanno poi aggiunte ulteriori specificazioni per i settori ambientali.

Servizio Idrico Integrato e Rifiuti: mancato adeguamento inflativo/deflatore investimenti – tariffe 2023

Riflessioni sullo stato dell'arte

In aggiunta alla problematica sopra indicata, relativa all'adeguamento dei costi tariffari dell'anno (a) al livello inflativo in essere fino a giugno dell'anno (a-1), va altresì considerato che **per il settore idrico e dei rifiuti l'approvazione tariffaria avviene biennialmente** e, per specifica disposizione dei metodi tariffari, l'aggiornamento dei costi operativi per il secondo anno del biennio, l'anno "dispari" dunque il 2023 nel caso in esame, deve essere effettuato non considerando alcun livello ulteriore di inflazione rispetto a quella utilizzata per l'approvazione tariffaria del precedente anno pari. **Ne consegue pertanto che la tariffa 2023**

recepisce la dinamica inflativa solo fino a giugno 2021, con impatto ulteriore e persino più grave di quello sopra rappresentato circa il 2022.

L'omogeneizzazione dei criteri di aggiornamento inflativo dei costi, dunque con adeguamento dei costi operativi in tariffa 2023 con il livello inflativo in essere fino a giugno del 2022 consentirebbe un adeguamento degli stessi del **+4,5%**.

Analogamente per quanto riguarda l'aggiornamento del capitale tariffario per il deflatore degli investimenti, che per il 2023 non è modificato rispetto al 2022. Applicando i criteri ARERA¹ il deflatore 2023 è pari a **1,034** (dunque con incremento del 3,4% della RAB).

Entrambi i suddetti profili riguardano, per la specifica modalità di approvazione tariffaria prevista, sia il servizio idrico integrato che il settore dei rifiuti e sono ulteriori rispetto a quanto precedentemente indicato.

Considerazioni su potenziali azioni e proposte regolatorie

Si rende necessario **adeguare la regolazione all'attuale contesto di elevata inflazione**, ed in particolare, si propone di:

1. Introdurre in MTI-3 / MTR-2, per il solo 2023 (alla luce dell'eccezionalità dell'attuale livello inflativo), un **conguaglio volto a recuperare nel 2024 l'effetto del mancato adeguamento inflativo e deflatore**.
2. Prevedere per il 2024 e 2025 un **innalzamento del livello massimo di crescita della tariffa** per MTI-3 / MTR-2 al fine di consentire la copertura di costi già sostenuti dal gestore o, in subordine, la possibilità di **prevedere un recupero dilazionato nel tempo**.

¹ Il deflatore degli investimenti fissi lordi con base 1 nel 2023 è ottenuto utilizzando i dati Istat aggiornati nell'ottobre 2022 del conto economico delle risorse e degli impieghi, con media mobile su base annua fino al II trimestre dell'anno 2022.

Sistema Idrico Integrato: profili di criticità circa i criteri di riconoscimento dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica per il 2022-2023

Riflessioni sullo stato dell'arte

Per quanto riguarda i costi di energia elettrica, tenuto conto degli specifici criteri tariffari previsti dal MTI-3, si rendono necessarie alcune considerazioni specifiche.

I criteri ARERA prevedono nell'anno (a) il riconoscimento in tariffa di un costo in base ai consumi di EE ed ai costi unitari di approvvigionamento dell'energia elettrica dell'anno (a-2). Poi, nell'anno (a+2) viene calcolato ed applicato in tariffa (fatto salvo, qualora il conguaglio sia positivo, il suo differimento per eventuali limiti di crescita tariffaria) un conguaglio in relazione a i) differenze volumi anno (a) tra *actual* e riconosciuti preliminarmente e ii) costi unitari sostenuti da gestore per anno (a), nei limiti del 110% del costo medio nazionale rilevato da ARERA in tale anno.

Alla luce dei forti incrementi del PUN registrati a partire dagli ultimi mesi 2021, i criteri di calcolo del conguaglio non appaiono più adeguati. Infatti, il superamento della soglia +10% rispetto al costo medio unitario rilevato (ex post) da ARERA, non riconducibile ad una mancata efficienza ma unicamente all'andamento dei prezzi di mercato: in passato (dal 2012) non si sono generate, in generale, particolari criticità circa riconoscimento dei costi energetici e in particolare, per il Gruppo Iren, il cui costo unitario di approvvigionamento dell'energia elettrica si è sempre mantenuto entro il 110% del costo medio nazionale ARERA.

Il criterio ARERA di riconoscimento dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica è stato pienamente adeguato fino al 2020, mentre dal 2021 l'elevata aleatorietà dei prezzi dell'energia elettrica (come noto ulteriormente aggravatasi nel 2022) non è stata adeguatamente intercettata.

In ragione dell'eccezionalità del contesto circa l'andamento dei prezzi dell'energia, l'Autorità, con delibera 229/2022 ha introdotto alcune misure straordinarie finalizzate a ridurre l'impatto sui gestori del SII.

In particolare, è prevista la possibilità per il gestore di presentare **istanza volta al riconoscimento della quota di costi di approvvigionamento dell'energia elettrica eccedenti il riconoscimento tariffario** (dunque in caso in cui il costo unitario sostenuto ecceda il 110%): tale riconoscimento avverrebbe nel 2023 all'intero della categoria dei conguagli legati a "costi sostenuti per eventi eccezionali".

Inoltre, con cadenza annuale, a partire dal 2023, l'Autorità provvede alla **pubblicazione del costo medio di settore della fornitura elettrica**, sulla base di apposite ricognizioni a tale scopo condotte su dati accertabili e di consuntivo, accogliendo alcune proposte, tra cui quella del Gruppo Iren, pervenute in sede di osservazioni al DCO.

Infine, è stato adottato un **meccanismo di anticipazione** che, al ricorrere di condizioni piuttosto stringenti, prevede finanziamento da parte di CSEA di una quota di costi (fino a 35% costo tariffario 2022 costi di approvvigionamento dell'energia elettrica, a netto istanza del +25%).

Considerazioni su potenziali azioni e proposte regolatorie

Alla luce di ulteriori criticità riconducibili ai prezzi dell'energia appare **opportuno valutare l'adozione di misure regolatorie aggiuntive**, comunque garantendo la stabilità del quadro di regole di riferimento:

1. La possibilità di **ottenere copertura dei costi di EE anche superando il cap** (media nazionale +10%), **come di fatto già previsto per il 2021** con delibera 229/2022.
2. **Ampliamento del limite di crescita tariffaria** nel IV periodo regolatorio (2024-2027) **al fine di agevolare il recupero dei conguagli** in oggetto.

Reti energetiche: impatti finanziari derivanti da interventi regolatori relativi alle componenti di sistema

Riflessioni sullo stato dell'arte

Le attuali esigenze congiunturali e le tensioni che si sono registrate nel settore energetico hanno reso necessario intervenire con urgenza, anticipando i possibili effetti a beneficio della clientela finale derivanti dalle attività che sta conducendo l'Autorità con modalità di immediata implementazione. È stata pertanto **aggiornata la componente UG2c** attraverso l'applicazione di una tariffa di segno negativo agli scaglioni di consumo, determinando un sostanziale cambiamento di paradigma per i distributori gas che si sono trovati spesso ad emettere **fatture di segno negativo**, o fortemente ridotte, ai venditori e quindi a **"pagare"** invece che ad "incassare" dagli stessi.

Ciò ha determinato e determinerà, soprattutto con riferimento ai mesi più freddi dell'anno, **importanti squilibri finanziari** a carico dei distributori gas.

L'Autorità ha già provveduto a dare mandato a CSEA di mitigare questi effetti anticipando la liquidazione della componente UG2c ma gli effetti negativi restano importanti.

Considerazioni su potenziali azioni e proposte regolatorie

Alla luce di quanto sopraesposto sarebbe importante introdurre **misure straordinarie** - anche **temporanee** - volte a **sincronizzare i tempi di liquidazione delle fatture** con le **tempistiche di reintegro** di tali oneri da parte di **CSEA**, ovvero **entro il mese successivo a quello di fatturazione**.

WACC: dinamica dei tassi prefigura il superamento del valore soglia di 0,5% del trigger di aggiornamento per l'anno 2023

Riflessioni sullo stato dell'arte

Il TIWACC prevede l'applicazione di un meccanismo di aggiornamento annuale del WACC secondo una logica *trigger* legata, per il 2023, all'andamento di:

- RFnominale, (periodo di osservazione 1° ottobre 2021 - 30 settembre 2022);
- Inflazione (isr), (periodo di osservazione 1° ottobre - 30 settembre 2022);
- SPREAD, (periodo di osservazione 1° ottobre 2021 - 30 settembre 2022)
- Indice IBOXXspot, al 30 settembre 2022;
- Indice IBOXX10y (periodo di osservazione dal 1° ottobre 2012 - 30 settembre 2022).

Se l'aggiornamento di tali parametri comporta per almeno un servizio regolato una **variazione del WACC pari almeno allo 0,5%** rispetto al valore in corso si **attiva il meccanismo di *trigger*** e quindi la necessità di aggiornare conseguentemente il calcolo del WACC. Tale condizione sembra presentarsi per l'esercizio 2023.

Considerazioni su potenziali azioni e proposte regolatorie

Si attende, in esito alla verifica delle condizioni sopra riportate, l'**eventuale aggiornamento conseguente del WACC 2023** da parte dell'Autorità.