

Integrazione della memoria dell’Autorità di regolazione per energia reti e ambiente illustrata durante l’audizione del 22 marzo 2022 presso la Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei Deputati

Nel corso dell’audizione dell’Autorità dello scorso 22 marzo, alcuni deputati hanno formulato dei quesiti, cui il Presidente Besseghini si è riservato di fornire una risposta più esaustiva ed articolata. Il presente documento è, dunque, da considerarsi un’integrazione della Memoria già illustrata.

I quesiti posti riguardano, in particolare: a) i meccanismi di indicizzazione e, nello specifico, il calcolo della componente materia prima volta a coprire i costi di approvvigionamento degli operatori, anche in presenza di contratti di medio/lungo periodo; b) le motivazioni per la mancata implementazione sinora del comma 6.3 del TIV relativo all’indicizzazione della componente di approvvigionamento al PSV; c) la struttura e la composizione degli operatori del mercato della vendita del gas naturale in Italia; d) l’opportunità, in questo contesto politico ed economico, di fissare da parte di questa Autorità un tetto massimo ai prezzi che i prodotti energetici non devono superare.

a) La componente di approvvigionamento di gas naturale nella fissazione dei prezzi di tutela

Innanzitutto, pare opportuno chiarire che i prezzi di tutela gas sono indicizzati al prodotto *forward* trimestrale TTF e non ai prezzi TTF spot.

La determinazione della componente a copertura dell’approvvigionamento del gas naturale (componente materia prima), per i clienti forniti nel servizio di tutela (CMEM,t, nel trimestre t-esimo), è calcolata come somma dei seguenti elementi:

- PFOR,t, a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre t-esimo, pari alla media aritmetica delle quotazioni *forward* trimestrali OTC relative al trimestre t-esimo, presso l’*hub* TTF, rilevate da ICIS-Heren nel secondo mese solare antecedente l’inizio del trimestre t-esimo;
- QTint, a copertura dei costi di natura infrastrutturale sostenuti fino all’immissione del gas nella rete nazionale;
- QTPSV, a copertura dei costi di trasporto dalla frontiera italiana al PSV;

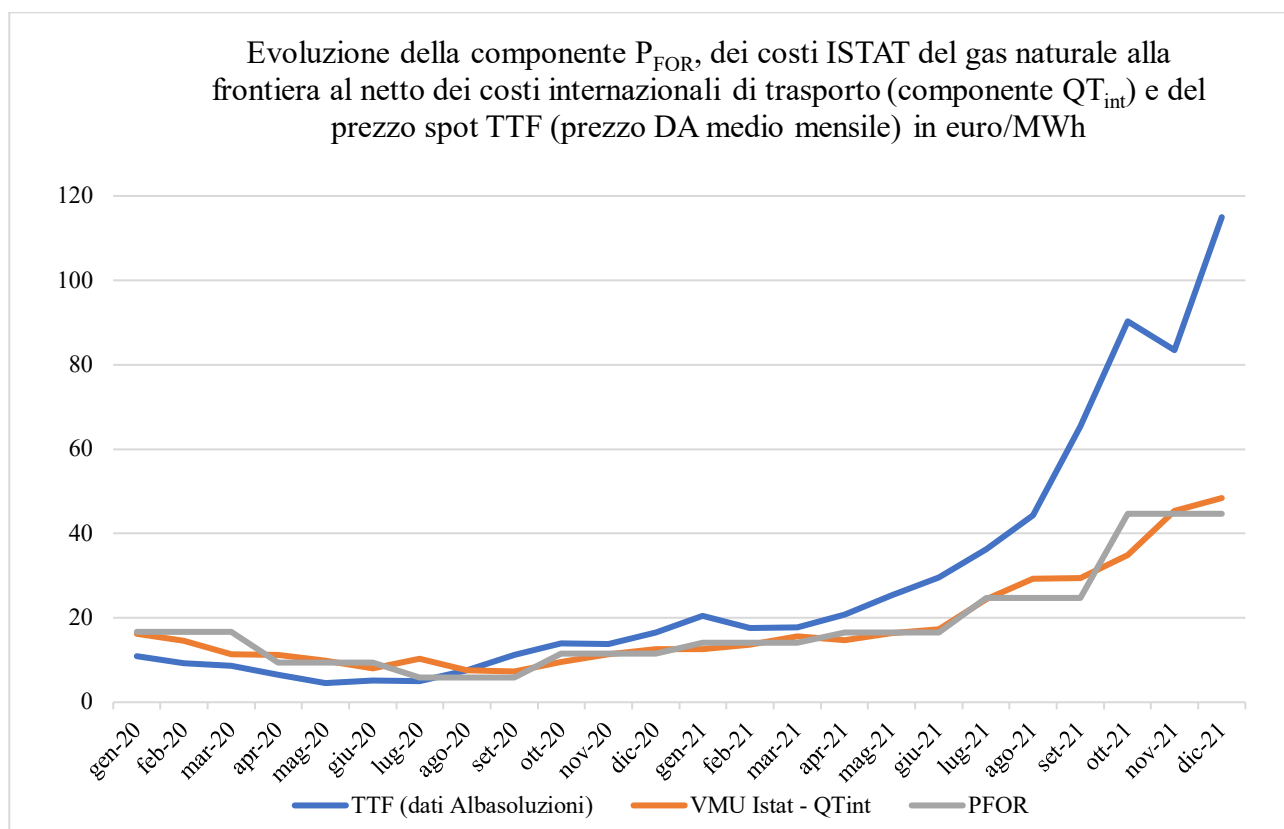
Nell’ultimo trimestre del 2021 la componente a $P_{FOR,t}$ applicata ai clienti in tutela è risultata pari a 44,7 euro/MWh, a fronte di un prezzo medio del mercato TTF spot nel medesimo trimestre pari a 96,2 euro/MWh.

Volendo confrontare questi valori con il costo medio del gas all’importazione, gli unici dati ad oggi disponibili sono i dati mensili ISTAT del valore medio unitario delle importazioni alla frontiera basati sui dati doganali, che l’Autorità raccoglie a fini statistici. Al momento tali dati sono disponibili sino al mese di dicembre 2021, poiché i valori medi unitari sono pubblicati da ISTAT con un ritardo di circa 3 mesi. Giova tuttavia sottolineare, in via preliminare, i limiti di un confronto puntuale tra i dati ISTAT e i citati indicatori di prezzo. I valori medi unitari alla frontiera di fonte ISTAT sono, infatti, estratti direttamente dalle dichiarazioni rilasciate dai soggetti importatori nei bollettini doganali e risentono della tipologia dei contratti sottesi a quelle transazioni. Per esempio, questi valori non

scontano in modo uniforme i costi di trasporto internazionale del gas sino alla frontiera. Ciò, li rende tra loro non omogenei e difficilmente utilizzabili ai fini di un'analisi accurata.

Al fine di consentire un confronto, sebbene approssimato, tra i valori ISTAT alla frontiera e i prezzi TTF (spot e P_{FOR}), abbiamo, pertanto, nettato i primi dei costi di trasporto internazionale, assunti convenzionalmente pari alla componente QT_{int} (pari a 1,5 euro/MWh).

Il grafico che segue mostra gli andamenti del prezzo spot TTF a confronto con il valore della componente a copertura del costo di approvvigionamento del gas naturale P_{FOR} e i valori medi unitari mensili delle importazioni di gas naturale di fonte ISTAT nettati della componente costi di trasporto internazionale.



Pur tenendo conto dei limiti sopra illustrati, appare evidente come negli ultimi due anni i valori medi all'importazione di gas naturale alla frontiera italiana, nettati dei costi di trasporto internazionale, risultino sostanzialmente allineati alla componente $P_{FOR,t}$, utilizzata dall'Autorità per l'aggiornamento trimestrale dei prezzi di tutela gas. In particolare, nell'ultimo trimestre 2021, il valore medio unitario mensile delle importazioni di gas naturale, al netto del trasporto internazionale, è stato pari a 34,96 euro/MWh nel mese di ottobre, 45,34 euro/MWh nel mese di novembre e 48,40 euro/MWh nel mese di dicembre, a fronte di un valore della componente $P_{FOR,t}$, utilizzata per l'aggiornamento trimestrale, pari a 44,7 euro/MWh.

Nel primo trimestre del 2022 la componente $P_{FOR,t}$ è pari a 80,2 euro/MWh, in ragione di un prezzo spot medio al TTF ad oggi pari a 104,22 euro/MWh.

Nell'indisponibilità dei sopracitati dati ISTAT, in una recente informativa al Parlamento, il Governo ha fornito indicazioni circa i valori alla dogana delle importazioni di gas naturale (fonte Agenzia dei Monopoli) nei primi due mesi del 2022. Tali valori relativi al periodo, interessato solo marginalmente dal conflitto ucraino, si collocano intorno ai 60 euro/MWh.

Considerata la forte volatilità registrata dai prezzi nello scorso mese di marzo, risulta tuttavia difficile formulare ulteriori valutazioni in assenza di un'analisi delle informazioni contenute nei contratti di importazione di gas naturale. La disposizione contenuta nel decreto-legge 21 marzo 2022, n. 21, recante *“Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina”*, attualmente all'esame delle Commissioni riunite Finanze e Industria del Senato della Repubblica, che impone ai titolari dei contratti di approvvigionamento di volumi di gas per il mercato italiano di trasmettere all'Autorità i contratti di importazione, consentirà di acquisire elementi importanti in relazione ai costi e ai rischi legati ai contratti di approvvigionamento, a supporto di tutte le Istituzioni.

Al netto degli effetti delle tariffe *entry-exit*, da diversi anni ormai il mercato europeo esprime prezzi del gas naturale sostanzialmente allineati nei principali Paesi dell'Unione europea. Per consentire una compiuta comprensione delle dinamiche che portano alla formazione dei prezzi europei, risulta di fondamentale importanza la promozione e la condivisione a livello europeo di analoghe disposizioni, che rafforzerebbero la trasparenza delle informazioni a beneficio di tutti gli Stati membri e delle Istituzioni comunitarie per rafforzare la sicurezza delle forniture a livello complessivo.

In relazione agli indici utilizzati nei contratti pluriennali con consegna in Europa, diverse fonti pubbliche specializzate riportano che una quota rilevante di tali contratti (intorno all'80% - 90% e anche oltre per alcune provenienze) sarebbe indicizzata ai prezzi degli *hub* europei (prezzi spot e contratti *forward* con differenti durate). I contratti norvegesi di lungo termine, che rappresentano solo il 40% delle proprie esportazione in Europa, sono indicizzate al 100% ai prezzi degli *hub*; una di tali fonti (ICIS- EREN) ha riportato di recente alcune dichiarazioni pubbliche di Gazprom relative ai meccanismi di indicizzazione dei propri contratti, dalle quali risulterebbe che l'87% delle proprie esportazioni sarebbero indicizzate ai prezzi degli *hub* *“...last year, Gazprom announced that 56.1% of its export portfolio was linked to the Day-ahead and Month-ahead contracts, 30.9% was linked to forwards (quarter, season and year) and 13% was indexed to oil.” (INSIGHT: Economic argument behind Russian gas flow fluctuations Christopher Rene 2/2/2022)*

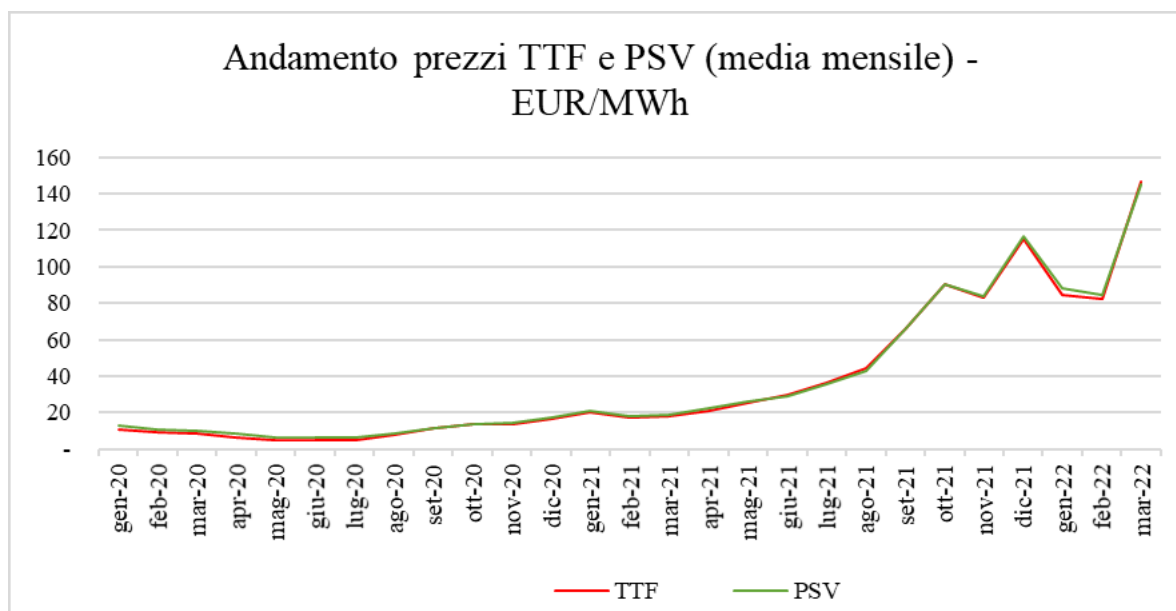
b) Attuazione del comma 6.3 del TIV

In merito all'attuazione del comma 6.1 del TIV, l'Autorità ha di recente avviato un'analisi tecnica sull'opportunità di modificare il riferimento al TTF con quello del PSV e ha concluso (delibera 133/2021/R/gas) che non è ancora possibile una variazione del meccanismo di indicizzazione, tenuto conto che la liquidità delle quotazioni PSV sul mercato a termine risulta ancora molto bassa e, pertanto, a rischio di manipolazione di mercato, anche considerando che la tutela gas è destinata a terminare al 1° gennaio 2023.

Il livello di liquidità del mercato nazionale gestito dal Gestore dei mercati energetici (GME) per i prodotti a termine è molto basso in termini assoluti e, soprattutto, in confronto con la liquidità dei mercati che trattano prodotti al TTF. Il mercato a termine del GME, in tutto il 2021, ha avuto soltanto 21 negoziazioni, solo per i prodotti mensili, per un volume totale scambiato di 22,3 GWh. L'Autorità, per l'aggiornamento trimestrale della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del

gas naturale, utilizza le quotazioni a termine per il trimestre t+1 presso l'hub TTF, rilevate da ICIS-Heren4, che, solo nell'ultimo trimestre del 2021, hanno avuto un numero di transazioni pari a 3940 per un volume scambiato di 188060 GWh.

Vale anche ricordare che, come illustrato nella memoria del 22 marzo scorso, i prezzi all'hub TTF e al PSV sono sostanzialmente allineati, con differenze limitate legate ai costi di trasporto (comunque considerate nella determinazione del prezzo di tutela).



c) Struttura del mercato della vendita: numero degli operatori e loro dimensioni

Rammentando che tutti gli operatori della vendita del gas naturale sono tenuti ad applicare il prezzo di tutela ove un cliente lo richieda, dai dati 2020 a disposizione dell'Autorità risulta che gli operatori attivi nel servizio tutela gas sono complessivamente 138. Dai dati raccolti dall'Autorità per la Relazione annuale 2021 - Stato dei Servizi, considerando le vendite totali al mercato finale (clienti liberi e clienti in tutela), nel 2020 i venditori risultano in totale pari a 470 e sono così distribuiti per classe dimensionale:

Operatori della vendita per dimensioni	Numero totale mercato al dettaglio	di cui presenti nel mercato della tutela
Grandi	14	7
Medi	44	29
Piccoli	137	65
Piccolissimi	270	37

Nota: grandi operatori (vendite al dettaglio totali > 1.000 Mm3); medi operatori (vendite al dettaglio totali comprese tra 100 e 1.000 Mm3); piccoli operatori (vendite al dettaglio totali comprese tra 10 e 100 Mm3) e piccolissimi operatori (vendite al dettaglio totali inferiori a 10 Mm3)

Il grado di concentrazione del mercato finale del gas naturale è ancora elevato, poiché i primi tre gruppi per vendite controllano circa il 44% del mercato.

Nel mercato di tutela i primi tre gruppi del settore raggiungono una **quota pari al 47% circa delle vendite**. In particolare, Eni Gas e Luce (oggi Eni Plenitude), con 2.161 Mm³, detiene una quota pari al 33,4%, Enel Energia, con 525 Mm³, ha una quota pari all'8,1 % e Engie Italia, con 349 Mm³, detiene una quota al 5,3%.

d) La fissazione di prezzo massimo che i prodotti energetici non debbano superare

Va qui chiarito che non rientra tra le competenze di questa Autorità, alla luce della normativa vigente, la fissazione di un tetto massimo ai prezzi all'ingrosso.

Pur comprendendo i profili di criticità derivanti dall'attuale contesto storico ed economico che stiamo vivendo, l'Autorità reputa, comunque, che, nell'ambito di un mercato in larga misura già liberalizzato (oltre il 60% dei clienti domestici sono sul mercato libero elettrico e gas naturale), un *cap* ai prezzi dell'energia, anche temporaneo, avrebbe diverse controindicazioni richiamate anche nella recente Comunicazione della Commissione dell'Unione europea 22 marzo 2022.

In primo luogo, ove tale opzione non fosse introdotta a livello comunitario ma a livello di uno o più Stati membri, potrebbe distorcere il flusso di energia nel mercato interno europeo e innescare flussi dai Paesi con il *cap* verso quelli senza di esso, riducendo di fatto la disponibilità di forniture per i primi. La mancanza di un segnale coerente di prezzo, proprio in questo momento in cui le Istituzioni europee richiamano gli Stati membri ad intervenire in modo coordinato e coerente per l'approvvigionamento di gas naturale, in un mercato - come quello del gas - che è globale, potrebbe comportare seri rischi per la sicurezza dell'approvvigionamento.

In secondo luogo, va sottolineato come un'alterazione o una riduzione dei flussi di importazione potrebbe indurre a un parallelo incremento dell'uso di altre fonti fossili, in netta controtendenza con la scelta di decarbonizzazione del settore energia decisa a livello continentale.