

Focus

La crisi energetica in Europa: cause e possibili soluzioni

6 settembre 2022

Direzione Studi e Ricerche

Rates, FX & Commodities
Research

Luca Mezzomo
Responsabile

Daniela Corsini, CFA
Economista - Materie Prime

- Nel 2021 e 2022, l'aumento dei prezzi del gas naturale e di conseguenza dell'energia elettrica è stato particolarmente forte in Europa e Asia Orientale, due regioni importatrici nette di combustibili fossili utilizzati per la produzione di energia elettrica. **Le origini dell'attuale crisi energetica sono da ricercare in vari fattori**, fra i quali spiccano un'eccessiva dipendenza europea dalle importazioni di idrocarburi, un'intensificata concorrenza sui mercati internazionali dell'LNG, crescenti rischi geopolitici e soprattutto la volontà russa di usare il gas naturale come arma.
- Commissione Europea e Stati membri stanno discutendo quali siano le misure più utili per affrontare la crisi. **È essenziale l'adozione di azioni rapide e coordinate fra gli Stati**, al fine di evitare il rischio che politiche eterogenee compromettano la sicurezza energetica del continente e il funzionamento del mercato interno. Purtroppo, nessuna misura può risolvere efficacemente e rapidamente l'attuale crisi, ma **alcuni interventi potrebbero mitigare gli impatti negativi** su utilizzatori finali, inflazione e crescita economica. Ad esempio, alcune utili proposte di policy attualmente in valutazione in sede europea per alleviare la crisi sono:
 - Tagli obbligatori del consumo di gas ed energia elettrica, sulla traccia delle direttive delineate nel piano "Save gas for a safe winter";
 - Decoupling dei prezzi di gas ed energia elettrica tramite interventi nella formazione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, ad esempio introducendo prezzi differenziati per le tecnologie a maggior costo marginale (impianti termoelettrici o cogenerativi) e le tecnologie a minor costo marginale (rinnovabili, carbone, nucleare...). Oggi il prezzo dell'energia è determinato dal costo marginale della tecnologia di generazione più cara e ciò si traduce in profitti che potrebbero essere in parte utilizzati per compensare la perdita di potere d'acquisto dei consumatori;
 - Sussidi agli utilizzatori finali più vulnerabili, ma attentamente calibrati per non compromettere gli sforzi di riduzione dei consumi a livello nazionale;
 - Andrebbero invece abbandonate le proposte che impediscano la spontanea diminuzione della domanda di energia elettrica e gas naturale e che minaccino la sicurezza della generazione di energia elettrica.
- Sottolineiamo che eventuali interventi di mercato adottati in urgenza dovrebbero mantenere un carattere transitorio. **Riforme strutturali dei mercati di gas ed elettricità andrebbero studiate con molta attenzione per non compromettere obiettivi europei di lungo periodo**, come la decarbonizzazione e la sicurezza energetica (anche continuando a incentivare rinnovabili e nuove tecnologie, come l'idrogeno, e mantenendo un efficace mercato dei diritti di emissione EU ETS), la necessità di una crescente integrazione fra i mercati energetici nazionali, la trasparenza e il corretto funzionamento dei mercati, sia finanziari che all'ingrosso.

I mercati finanziari di gas ed energia elettrica

Gas naturale

Il gas naturale è un combustibile prodotto dalla decomposizione anaerobica di materiale organico e composto per oltre il 90% da metano (CH₄). Allo stato fossile, è estratto da giacimenti sotterranei, talvolta contenenti anche petrolio o carbone, mediante tecnologie convenzionali (nel caso dei giacimenti mediorientali, europei o russi si utilizzano principalmente trivellazioni verticali per raggiungere grandi volumi di idrocarburi imprigionati all'interno di strati di rocce impermeabili) o tecnologie non-convenzionali (nel caso dei giacimenti di *shale gas*, sfruttati soprattutto negli Stati Uniti, si utilizzano processi di fratturazione idraulica e trivellazioni orizzontali per raggiungere piccole, ma numerose, bolle di idrocarburi imprigionate in rocce scistose).

In passato, i principali centri di produzione di gas erano giacimenti convenzionali. L'entità delle riserve disponibili e la conformazione geologica giustificavano la costruzione di infrastrutture fisse (impianti di estrazione, impianti di compressione...) e di gasdotti che collegassero i centri di estrazione con i centri di consumo. Di conseguenza, il gas naturale via gasdotto, ma anche il gas naturale liquefatto e trasportato via mare su apposite navi metaniere (LNG), era principalmente venduto tramite contratti di lungo periodo, spesso indicizzati al petrolio per la similarità delle dinamiche di produzione, ma anche per garantire una maggior trasparenza e prevedibilità dei prezzi e permettere attività di hedging, data la maturità dei mercati finanziari sul petrolio (negli Stati Uniti, il benchmark sono i contratti future su petrolio WTI, in Europa su Brent).

Da inizio secolo, lo sfruttamento commerciale di *shale gas* e *tight oil* (gas e petrolio estratti da rocce scistose tramite fratturazione idraulica e trivellazione orizzontale) ha rappresentato una vera e propria rivoluzione nel mondo degli idrocarburi¹.

Questi giacimenti *shale*, sfruttati con grande successo negli Stati Uniti, hanno caratteristiche geologiche completamente differenti dai giacimenti tradizionali e non giustificano investimenti in infrastrutture fisse a causa della brevità del ciclo di estrazione e della necessità di scavare continuamente nuovi pozzi per mantenere stabili i volumi di produzione².

Di conseguenza, non tutti i nuovi campi di produzione hanno potuto beneficiare del trasporto via gasdotto e spesso è stato necessario ricorrere al trasporto su rotaia e gomma anche per lunghe distanze. In aggiunta, per smaltire l'eccesso di produzione domestica di gas sono stati costruiti numerosi impianti di liquefazione lungo la Costa del Golfo del Messico e gli Stati Uniti sono diventati il primo fornitore sul mercato mondiale dell'LNG, superando Qatar e Australia. Grazie a questa rivoluzione, in pochi anni gli Stati Uniti, storicamente importatori netti di energia, diventeranno esportatori netti³.

Questa crescente disponibilità di LNG sui mercati internazionali ha ovviamente eroso il potere di mercato dei fornitori tradizionali e portato alla necessità di un nuovo sistema di pricing del gas. Da un lato, le dinamiche di produzione di gas e petrolio si sono sganciate le une dalle altre grazie a queste nuove tecnologie. Dall'altro lato, un'offerta caratterizzata da un brevissimo ciclo di

¹ <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/where-our-natural-gas-comes-from.php>

²

https://www.europarl.europa.eu/RegData/bibliotheque/briefing/2014/140815/LDM_BRI%282014%29140815_REV1_EN.pdf

³ <https://www.iea.org/news/the-us-shale-revolution-has-reshaped-the-energy-landscape-at-home-and-abroad-according-to-latest-iea-policy-review>

produzione e che non necessitasse di investimenti fissi in infrastrutture (gasdotti) non era coerente con la stipula di contratti di fornitura di lungo periodo.

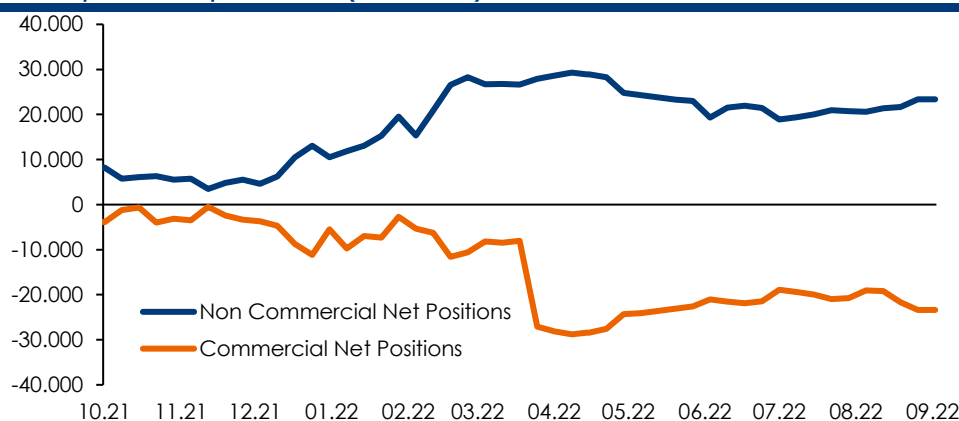
Per questi motivi, negli ultimi anni **il mercato spot ha scambiato crescenti volumi di gas e LNG**. Ciò ha permesso una maggiore flessibilità delle forniture e, dato che i mercati mondiali di gas e LNG sono stati caratterizzati da un eccesso di offerta sino a fine 2020, ha anche implicato un risparmio economico per gli operatori commerciali rispetto ai contratti di lungo periodo indicizzati al petrolio e spesso soggetti alla clausola "take-or-pay" (ovvero, i consumatori dovevano pagare tutti i volumi contrattualizzati, anche se non consumati).

Questo spostamento del mercato del gas da un pricing di lungo periodo indicizzato al petrolio a un pricing spot, ha portato all'affermazione di **piattaforme finanziarie di scambio per volumi fisici di gas (gas hubs)**. In Europa, oggi esiste una dozzina di hub operativi, ma solo due sono considerati mercati maturi: TTF in Olanda e NBP nel Regno Unito. Altri hub sono attivi, ma liquidità e volumi sono nettamente inferiori: Punto di Scambio Virtuale (PSV) in Italia, THE in Germania, VTP in Austria. Ancora meno sviluppati sono ZEE/ZTP in Belgio, TRF in Francia, PVB in Spagna e VOB in Repubblica Ceca.

Fra questi hub, il TTF ha registrato la crescita più robusta negli ultimi anni, affermandosi come la principale piattaforma di determinazione del prezzo del gas in Europa. Volumi e liquidità non sono paragonabili con nessun altro hub europeo ⁴.

TTF e PSV sono mercati finanziari, ma con consegna fisica⁵. Quindi sono fortemente ancorati a domanda e offerta, nonostante vi partecipino anche operatori finanziari. Negli ultimi mesi si è sottolineato spesso che la speculazione finanziaria avrebbe amplificato i rialzi del prezzo del gas. In realtà, i dati pubblicati dalla U.S. Futures Trading Commission (CFTC), che rilevano le posizioni in future e opzioni detenute da operatori commerciali e non-commerciali (principalmente fondi e investitori finanziari, le cui posizioni sono definite "posizioni speculative" poiché non motivate da attività commerciali nel settore) sul mercato finanziario in cui scambia il TTF, mostrano che gli operatori finanziari hanno spesso mantenuto posizioni nette lunghe, controbilanciando le posizioni nette corte degli operatori commerciali, e quindi fornendo liquidità al mercato.

Posizioni speculative e prezzo del TTF (scala destra)



Fonte: elaborazioni Intesa Sanpaolo su dati Bloomberg e U.S. Commodity Futures Trading Commission

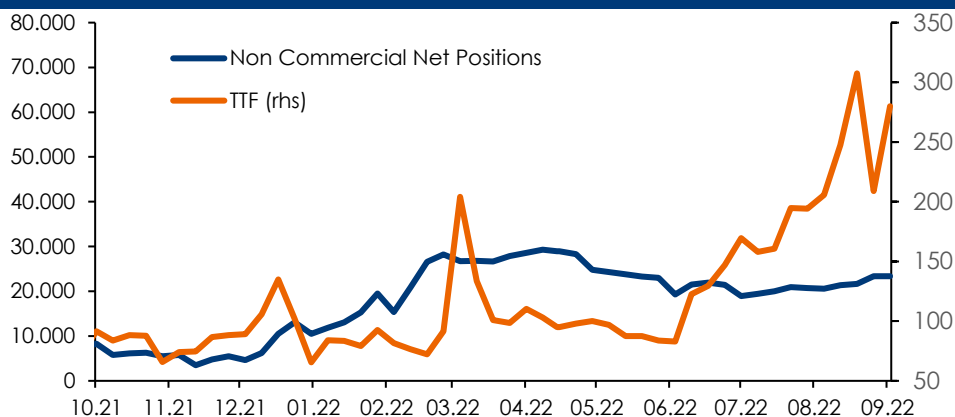
⁴ <https://www.oxfordenergy.org/publications/european-traded-gas-hubs-the-supremacy-of-ttf/>

⁵ <https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures>

<https://www.theice.com/products/49321531/Italian-PSV-Natural-Gas-Futures>

Confrontando la dinamica delle quotazioni del TTF con l'andamento di queste posizioni speculative, si vede che gli operatori finanziari hanno mantenuto circa stabile la propria esposizione al TTF, quindi non hanno aumentato le posizioni nette lunghe all'aumentare dei prezzi. Di fatto, non hanno amplificato i rialzi, che sono invece principalmente spiegati da un forte deficit sul mercato fisico e da insufficiente liquidità sui mercati finanziari.

Posizioni speculative e gas naturale TTF in EUR/MWh (scala destra)



Fonte: elaborazioni Intesa Sanpaolo su dati Bloomberg e U.S. Commodity Futures Trading Commission

Questo fenomeno di amplificazione dei rialzi spinto da operatori finanziari non si è verificato neppure su altri mercati di materie prime energetiche. Ad esempio, sul benchmark WTI gli operatori finanziari hanno addirittura ridotto le proprie posizioni nette lunghe nonostante il rialzo delle quotazioni, guidati dalla preoccupazione per il rischio di recessione. Nel caso del WTI, gli operatori finanziari hanno limitato i rialzi, spinti da operatori commerciali preoccupati per la scarsità di greggio.

Posizioni speculative e prezzo del greggio WTI in USD/barile (scala destra)



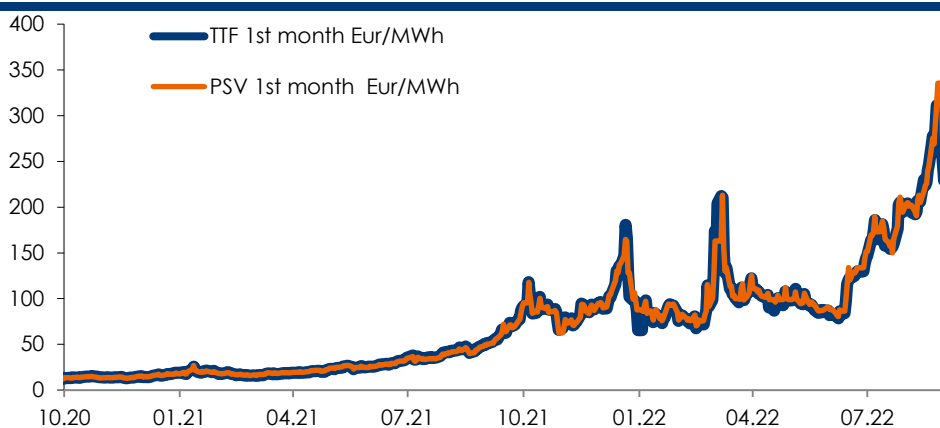
Fonte: elaborazioni Intesa Sanpaolo su dati Bloomberg e U.S. Commodity Futures Trading Commission

Occorre quindi sottolineare che il contributo degli operatori finanziari è necessario a garantire il buon funzionamento delle borse merci perché contribuisce ad incrementare la liquidità e spesso permette agli operatori commerciali di coprire le proprie posizioni sia in acquisto che in vendita (produttori e consumatori di gas possono fissare il prezzo a termine di parte dei propri volumi di produzione o consumo, limitando il rischio di fluttuazioni di prezzo). Di conseguenza, eventuali misure volte a limitare la partecipazione degli operatori finanziari sui mercati delle materie prime potrebbero avere impatti negativi sul mercato fisico e peggiorare, anziché migliorare, possibili

crisi. Al contrario, andrebbero incentivate riforme di mercato volte a ridurre la volatilità⁶ e aumentare la trasparenza sui mercati finanziari, migliorando ulteriormente la capillarità delle informazioni riportate e la trasparenza di mercato, in linea con quanto fatto dai mercati azionari nei decenni scorsi e dal London Metal Exchange (LME) in marzo.

TTF (benchmark del gas naturale in Europa) e PSV (prezzo del gas naturale in Italia) mostrano una notevole correlazione perché il mercato europeo del gas è efficiente e ben interconnesso. Storicamente, un piccolo premio del PSV sul TTF, giustificato da caratteristiche fisiche del mercato e maggior dipendenza del sistema dal gas naturale, ha spesso penalizzato i consumatori italiani. Tuttavia, in alcune fasi di mercato il premio si è azzerato o addirittura invertito. Ad esempio, in fasi di mercato caratterizzate da abbondante generazione da rinnovabile, elevati volumi dal gasdotto Trans Adriatic Pipeline (TAP) e dal Nord Africa o incoraggianti progressi nel riempimento degli stoccaggi, il PSV scambia a sconto rispetto al TTF.

TTF e PSV in EUR/MWh



Fonte: elaborazioni Intesa Sanpaolo su dati Bloomberg

Al di fuori dell'Europa, dove il TTF è diventato il riferimento per i prezzi europei del gas all'ingrosso e per alcuni cargo di LNG in consegna nei porti del continente, altri importanti benchmark sono l'Henry Hub (HH) negli Stati Uniti⁷ e il Japan Korea Marker (JKM) per l'Asia settentrionale⁸. L'HH si è imposto su tutti gli altri punti di scambio nordamericani grazie ai maggiori volumi scambiati e all'ottima liquidità. Ora gli altri trentadue hub fissano il prezzo del gas sulla base di premi o sconti rispetto all'HH e anche alcuni cargo destinati a Sud America, Asia ed Europa usano l'HH come benchmark. Il prezzo dell'HH è molto inferiore rispetto a TTF e JKM perché gli Stati Uniti beneficiano di abbondante produzione domestica, ma la capacità di esportazione è limitata dal numero di impianti di liquefazione e dalla capacità dei gasdotti utilizzati per esportazione (verso il Messico).

Il JKM non è associato a un hub fisico, ma si è comunque affermato come benchmark per i cargo di LNG consegnati in Asia, principalmente verso Cina, Giappone, Corea del Sud e Taiwan. Data la concorrenza internazionale per i cargo di LNG, TTF e JKM sono correlati. Prima dell'invasione russa in Ucraina, i prezzi del JKM erano quasi sempre superiori ai prezzi del TTF, poiché l'Asia era maggiormente dipendente dalle importazioni di LNG. Al crescere delle tensioni in Europa

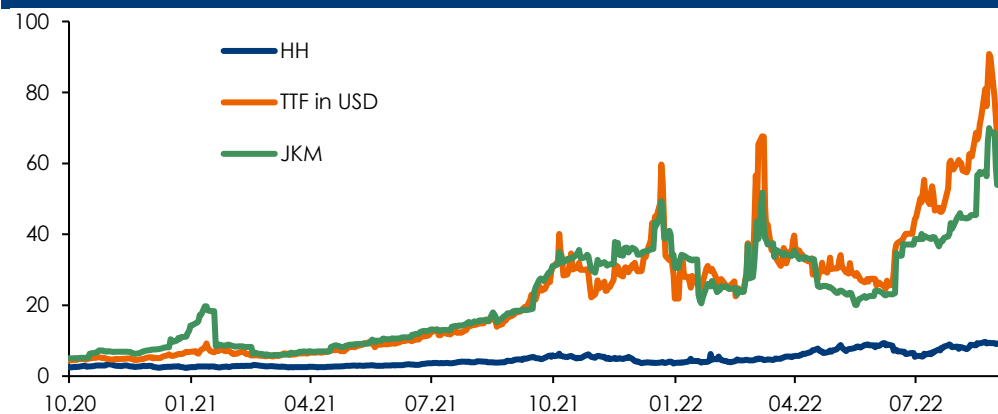
⁶ Preoccupazioni riguardo estrema volatilità sul mercato del TTF sono state recentemente espresse anche da operatori del settore, quali Enel. <https://www.quotidiano.ilsole24ore.com/sfoglio/aviator.php?newspaper=S24&edition=SOLE&issue=20220904&startpage=5&displaypages=2&articleId=1831922>

⁷ <https://www.cmegroup.com/markets/energy/natural-gas/natural-gas.html>

⁸ <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/our-methodology/price-assessments/lng/jkm-japan-korea-marker-gas-price-assessments>

orientale, il TTF è diventato più costoso per la necessità europea di ricevere adeguati volumi e compensare l'ammanco di gas russo.

HH, JKM e TTF in USD/MMBTu



Fonte: elaborazioni Intesa Sanpaolo su dati Bloomberg

Energia elettrica

L'energia elettrica è una fonte di energia secondaria, in quanto principalmente prodotta per trasformazione di energia chimica, meccanica o termica derivante da fonti di energia primaria quali combustibili fossili (idrocarburi, principalmente gas naturale, carbone...), combustibili rinnovabili (biogas, biomassa, rifiuti solidi urbani...), nucleare, ed energie rinnovabili: solare, eolica, idrica e geotermica. Ogni fonte primaria ha caratteristiche peculiari che influenzano i livelli di efficienza e di emissioni di gas clima-alteranti nei processi di generazione. Secondo le stime contenute nel BP Energy Outlook 2022, su scala mondiale le fonti fossili rappresentavano ancora quasi l'80% dell'energia primaria nel 2020, mentre l'energia elettrica rappresentava circa il 20% dei consumi finali⁹. In Europa, l'energia elettrica è generata principalmente da rinnovabili (39% della generazione elettrica nel 2020, di cui 14% da eolico, 13% idroelettrico, 6% biocarburanti e 5% fotovoltaico), fonti fossili (36%) e nucleare (25%). Il mix di generazione elettrica varia da paese a paese. In Italia l'energia elettrica è generata principalmente da fonti fossili (57% della generazione elettrica nel 2020, principalmente gas naturale) e rinnovabili (40% della generazione elettrica, di cui 18% idroelettrico, 9% fotovoltaico, 7% da eolico e 7% biocarburanti)¹⁰.

Una volta prodotta, l'energia elettrica attraversa reti di trasmissione e distribuzione per raggiungere gli utenti finali. Nella rete, **domanda e offerta devono essere bilanciate in ogni istante affinché l'energia possa mantenere livelli di tensione costanti**. Alle tecnologie attuali, è ancora molto costoso e inefficiente immagazzinare elettricità su larga scala (le tecnologie più promettenti sono celle a combustibile o *fuel cells*, e batterie elettriche), mentre è più facile ed economico immagazzinare fonti di energia primaria. Per questo motivo, storicamente i paesi europei hanno investito nella creazione e manutenzione di bacini idroelettrici e depositi di stoccaggio di gas naturale.

In ogni paese europeo, il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso è fissato sulle **borse elettriche**, mercati fisici dove si definiscono i programmi di immissione e di prelievo dell'energia elettrica

⁹<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2022.pdf>

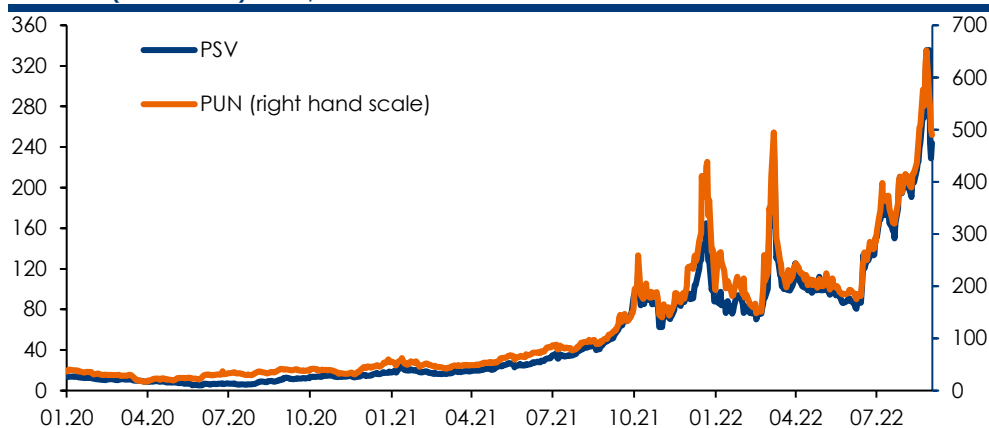
¹⁰ <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-3b.html?lang=en>

nella (e dalla) rete secondo il criterio di merito economico. Il prezzo dell'energia elettrica è definito dall'incontro di domanda e offerta, ovvero è il prezzo di equilibrio ottenuto dall'incontro tra i volumi domandati e quelli offerti dagli operatori che vi partecipano¹¹. In Italia, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) gestisce la Borsa Elettrica e fissa il **prezzo unico di acquisto su base nazionale (PUN)**, pari alla media dei prezzi di vendita zionali ponderati per i consumi zionali. Il PUN si applica a tutti i punti di offerta in prelievo appartenenti alle zone geografiche nazionali. Attualmente, i produttori di energia accedono alle aste secondo un criterio di merito: prima sono accettati i volumi prodotti con tecnologie a minor costo marginale o considerate meno inquinanti, da ultimi i volumi prodotti con tecnologie a maggior costo marginale, ma essenziali a bilanciare il sistema. Di conseguenza, il prezzo unico di mercato è sempre determinato dal costo marginale della tecnologia di generazione più cara.

PUN (prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso) e **PSV** (prezzo del gas naturale in Italia) **mostrano un'elevata correlazione** perché il costo marginale di generazione elettrica è legato al gas naturale, ultima fonte considerata secondo il criterio di merito economico, ma anche la più flessibile e quindi indispensabile per coprire gli sbilanciamenti del sistema elettrico. Attualmente, nessuna altra fonte può competere con il gas in termini di flessibilità, programmabilità dei volumi, velocità di attivazione o spegnimento degli impianti.

In Italia le **tariffe elettriche** applicate alle famiglie e alle microimprese che non hanno effettuato la scelta del mercato libero e sono ancora **nel regime di tutela**¹² sono state finora direttamente agganciate alle quotazioni a termine sul mercato all'ingrosso TTF, e soggette a revisione trimestrale. Dal 1° ottobre, l'adeguamento tariffario diventerà mensile, e il calcolo sarà basato sul prezzo a pronti sul PSV¹³. Tuttavia, anche con questa riforma il legame tra la tariffa elettrica in tutela e il prezzo del gas naturale resterà molto stretto.

PSV e PUN (scala destra) in EUR/MWh



Fonte: elaborazioni Intesa Sanpaolo su dati Bloomberg

¹¹ <https://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/documenti/20091028VademecumBorsaElettrica.pdf>

¹² Il regime di tutela cesserà di esistere per le microimprese dal 1° gennaio 2023, e per le famiglie entro il 10 gennaio 2024. Le utenze con potenza installata oltre i 15 kW sono già passate al mercato libero dal 1° gennaio 2021. È possibile passare in qualsiasi momento dal regime di tutela al libero mercato. Secondo ARERA, a fine 2021 il 58,3% delle utenze domestiche era già migrato al regime di mercato libero, ulteriormente salito al 64,4% nel luglio 2022. Si veda il sito di ARERA per maggiori dettagli.

¹³ V. ARERA, "Gas: incertezza e prezzi alti impongono nuove modalità di aggiornamento del costo della materia prima per utenti in tutela", 29 luglio 2022, e la connessa delibera 374/2022/R/gas.

La crisi energetica del 2021/22

Origini dell'attuale crisi

Nel 2021 e 2022, l'aumento dei prezzi del gas e di conseguenza dell'energia elettrica è stato particolarmente forte in Europa e Asia Orientale, poiché queste due regioni sono importatrici nette di gas e combustibili utilizzati per la produzione di energia elettrica, mentre i rincari sono stati più contenuti negli Stati Uniti, dove l'abbondante produzione domestica di gas naturale e petrolio ha permesso di contenere il deficit sul mercato domestico.

Le origini dell'attuale crisi energetica sono da ricercare in tre fattori:

- In Russia, le mire espansionistiche del Governo hanno profondamente influenzato anche le politiche energetiche. L'invasione dell'Ucraina è stata preceduta da mesi di esportazioni di gas verso l'Europa inferiori alla media: nel 2021 Gazprom ha progressivamente ridotto i volumi in transito attraverso l'Ucraina e spesso non ha partecipato alle aste mensili di capacità flessibile. In aggiunta, i depositi di gas sul territorio europeo gestiti da Gazprom sono stati volontariamente mantenuti vuoti: a inizio marzo 2022, la Commissione Europea (CE) sottolineava che il livello medio di riempimento dello stoccaggio gestito da Gazprom nell'Unione Europea fosse di appena il 16%, mentre lo stoccaggio non gestito da Gazprom aveva raggiunto il 44%. Nel 2022, in risposta alle sanzioni occidentali contro la Russia, Gazprom ha prima richiesto il pagamento del gas in rubli, forzando alcuni operatori europei a rescindere i contratti di fornitura, poi ha implementato, a partire dal 14 giugno, tagli progressivi ai flussi di gas verso l'Europa, particolarmente ampi verso l'Italia (-50%) e la Germania (-80%), adducendo difficoltà nella manutenzione delle turbine Siemens che operano su Nord Stream. Addirittura, dal 31 agosto Gazprom ha ridotto a zero i flussi di gas attraverso il gasdotto Nord Stream 1, il principale canale di fornitura di gas russo in Germania, inizialmente citando la necessità di effettuare manutenzioni periodiche sull'unica turbina in attività, poi indicando che il gasdotto rimarrà chiuso a tempo indeterminato per malfunzionamenti alla stazione di compressione di Portovaya, impossibili da risanare a causa delle sanzioni occidentali contro l'industria energetica russa. L'imposizione dei pagamenti in rubli e questi ampi tagli alle forniture rappresentano dei punti di svolta nelle relazioni internazionali: la Russia non è più interessata a essere percepita come partner affidabile e utilizza apertamente l'energia come arma. La risposta ucraina non si è fatta attendere. Infatti, l'11 maggio il gestore di rete ucraino ha annunciato l'improvvisa interruzione del transito del gas russo attraverso il punto di ingresso di Sokhranivka per l'impossibilità di garantire la sicurezza delle operazioni attraverso un territorio non più controllato dal governo di Kiev. Prima dello stop, il 27% dei flussi provenienti dalla Russia transitava attraverso Sokhranivka, il resto attraverso Sudzha (il principale dei due entry point per il gas in transito).
- In Europa, alcune decisioni politiche prese anni fa hanno peggiorato la nostra dipendenza dalle importazioni di idrocarburi fossili. Alla sicurezza energetica sono state anteposte altre priorità, quali la riduzione di emissioni clima-alteranti (rendendo finalmente efficiente il mercato dei diritti di emissione), ma anche la volontà di assecondare interessi economici e l'opinione pubblica. Ad esempio, nel 2011, dopo il disastro di Fukushima, in Giappone, i diffusi timori dell'opinione pubblica riguardo i livelli di sicurezza dei reattori nucleari hanno determinato un graduale abbandono della generazione da energia nucleare in Germania, incrementando la dipendenza del Paese dalle importazioni di gas naturale e dalla produzione di energia da fonti rinnovabili non programmabili. In Olanda, la sismicità indotta dall'estrazione di gas e i conseguenti danni al patrimonio immobiliare hanno spinto a rallentare i ritmi di sfruttamento del giacimento di gas di Groningen, il più importante in Europa continentale, e poi ad abbandonare progressivamente l'attività estrattiva dal sito¹⁴.

¹⁴ A metà 2021, nell'area interessata dall'estrazione di gas circa 2000 immobili avevano dovuto subire ristrutturazioni antisismiche e gli immobili a rischio erano stimati in 26mila. Le richieste di danni

Ciò ha ulteriormente amplificato il calo della produzione europea di gas, poiché tutti i principali giacimenti in Norvegia e Mare del Nord presentano rendimenti strutturalmente decrescenti dopo anni di sfruttamento. Il calo della produzione domestica e queste decisioni politiche hanno reso l'Europa più dipendente dalle importazioni di gas naturale. Nei periodi di eccesso di offerta sul mercato del gas europeo, come nel 2018, 2019 e per la maggior parte del 2020, questa maggiore dipendenza rappresentava semplicemente una preoccupazione geopolitica che, tuttavia, non aveva impatti rilevanti sull'economia reale. Per contro, la dipendenza europea è diventata una seria minaccia sia alla stabilità del mercato energetico continentale sia alla crescita economica quando il mercato mondiale del gas è tornato in deficit, come accaduto nel 2021, e la Russia ha iniziato a usare il gas come arma, come nel 2022.

- Nel 2021, eccezionali condizioni meteorologiche e di mercato, fra le quali annoveriamo: una forte ripresa della domanda post-Covid sia per consumi residenziali che industriali; maggiore concorrenza sui mercati internazionali dell'LNG (l'impegno di molti governi asiatici, Cina in primis, nel perseguire obiettivi di lungo termine, quali la tutela dell'ambiente, la mitigazione del cambiamento climatico e la decarbonizzazione, ha favorito gli investimenti nella generazione di energia da fonti rinnovabili e ha determinato un notevole incremento della domanda globale di gas naturale e LNG, considerati "combustibili ponte" nel processo di transizione energetica, mentre ha scoraggiato gli investimenti nella generazione di energia da altre fonti fossili, come olio combustibile o carbone); insufficienti flussi via gasdotto provenienti dalla Norvegia a causa di un'onerosa stagione di manutenzione; condizioni meteorologiche eccezionalmente avverse (inverno 2020/21 e primavera 2021 caratterizzati da temperature molto inferiori alla media, soprattutto in Asia e Nord America, e da ondate di gelo eccezionale, ad esempio in Texas; temperature superiori alla media in estate e, in Europa, livelli insolitamente bassi di generazione da eolico e fotovoltaico; un'intensa stagione degli uragani nel Golfo del Messico, dove l'uragano Ida e la tempesta tropicale Nicholas hanno danneggiato piattaforme e infrastrutture e costretto a un prolungato blocco).

Situazione attuale

Nonostante l'ampia riduzione dei flussi di gas via gasdotto dalla Russia registrata negli ultimi mesi (in Italia, la dipendenza dalla Russia è calata dal 40% al 18% delle importazioni), sinora l'Europa è riuscita ad approvvigionarsi di adeguati volumi di gas e LNG da altri fornitori (principalmente Nord Africa e Stati Uniti), riuscendo non solo a soddisfare consumi estivi vicini ai massimi degli ultimi dieci anni, ma anche a riportare i livelli di stoccaggio al di sopra della media a cinque anni.

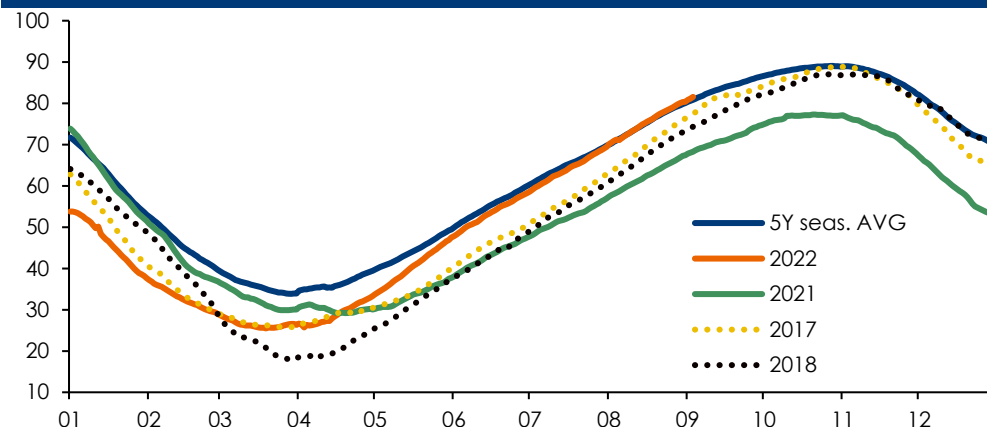
Infatti, secondo i dati pubblicati da Gas Infrastructure Europe, al 2 settembre 2022 gli stoccaggi europei erano pieni all'81,6%, vs. una media stagionale pari a 80,9%, livello ben superiore al picco stagionale di ottobre 2021, quando gli stoccaggi europei raggiungevano appena il 77,3% della capacità (rispetto a una media stagionale a 5 anni prossima al 92%). Occorre sottolineare che questo processo così veloce di riempimento degli stoccaggi, che in pochi mesi hanno recuperato il gap di circa il 15% di riempimento rispetto alla media stagionale, è stato notevole dati i vari fattori sfavorevoli: i rischi geopolitici e il marcato calo delle esportazioni russe; le manutenzioni programmate e le sospensioni inattese di giacimenti in Norvegia e impianti di generazione elettrica in vari paesi europei, incluse le centrali nucleari in Francia; sfavorevoli condizioni meteorologiche, incluse ondate di temperature eccezionalmente elevate e siccità,

assommavano già a 9000. Nel villaggio di Overschild, l'80% degli immobili residenziali era stato evacuato per essere demolito e ricostruito.

che hanno alimentato la domanda di gas per generazione elettrica e al contempo limitato il contributo della generazione idroelettrica¹⁵ e nucleare¹⁶.

La volontà di assicurarsi gas "a qualunque prezzo" ha permesso di attirare verso il continente volumi record di gas e LNG. Al momento, stimiamo che gli stoccaggi europei possano continuare a mantenersi vicini alla media stagionale anche nelle prossime settimane e potremmo quindi beneficiare di stoccaggi pieni al 90-95% a fine ottobre, ben oltre il target dell'80% fissato dall'Unione Europea.

Gas Infrastructure Europe (GIE), scorte di gas in UE28, % di riempimento



Fonte: elaborazioni Intesa Sanpaolo su dati Bloomberg

Nel nostro scenario di base, **i prezzi del gas devono mantenersi molto elevati, non distanti dai livelli attuali, perché l'Europa possa comprare adeguati volumi di LNG ed evitare di vuotare completamente gli stoccaggi nel corso dell'inverno**. Fortunatamente, grazie agli sforzi degli ultimi mesi volti a diversificare le fonti di approvvigionamento di gas e potenziare la generazione da rinnovabili, e grazie alla riduzione dei consumi da parte di alcuni settori energivori, messi in ginocchio dagli alti prezzi dell'energia, uno stop improvviso e totale delle forniture russe sarebbe ora gestibile.

In condizioni "normali" (pre-crisi), **stoccaggi europei pieni al 100% a inizio novembre dovrebbero coprire circa 100 giorni di consumo**. Ciò significa che, nonostante l'ottimo riaccumulo di scorte di questi ultimi mesi, restiamo comunque vulnerabili al rischio di interruzioni delle forniture e al rischio meteorologico: un inverno più rigido del previsto, scarsamente ventoso e con limitate precipitazioni implicherebbe un maggiore consumo di gas per riscaldamento e generazione elettrica.

Ovviamente quest'inverno non avremo condizioni "normali", paragonabili al periodo pre-crisi: pur ipotizzando condizioni meteorologiche invernali in linea con la media stagionale, **stimiamo che i consumi aggregati possano diminuire di circa il 15%**, in linea con i target europei, mentre i flussi via gasdotto ex-Russia e volumi di LNG resteranno superiori alla media grazie ai prezzi ancora molto elevati e superiori al resto del mondo.

¹⁵ In agosto la produzione idroelettrica italiana (2792 GWh) è stata inferiore del 42% ai livelli di un anno prima. La produzione fotovoltaica (3208 GWh) è stata superiore del 9%, mentre l'eolico (1220 GWh) è calato del 14%.

¹⁶ In Francia, la produzione delle centrali nucleari è attualmente soltanto il 51% di quella dello stesso giorno del 2021.

In un tale scenario, **se oggi la Russia interrompesse completamente le spedizioni verso l'Europa, potremmo arrivare a fine marzo con stoccaggi pieni al 15%, non lontani dal minimo operativo**, ed essere ancora esposti al rischio di interruzione delle forniture da altri paesi e al rischio metereologico.

Al contrario, ceteris paribus, **se la Russia mantenesse i bassi volumi registrati a fine agosto** (Nord Stream al 20% della capacità invece del 40% promesso in precedenza), **potremmo arrivare a fine marzo con stoccaggi pieni addirittura al 30%**, un livello adeguato ad allentare le preoccupazioni per l'estate 2023 e che potrebbe contribuire a un moderato calo delle quotazioni.

In ogni caso, i prezzi del TTF devono rimanere superiori ai prezzi del JKM per drenare LNG dai mercati internazionali, ed elevati in termini assoluti per incentivare un importante taglio dei consumi nel continente europeo.

Previsioni TTF, in EUR/MWh



Fonte: elaborazioni Intesa Sanpaolo su dati Bloomberg, stime Intesa Sanpaolo

Data la correlazione fra TTF e PSV, anche il riferimento italiano dovrebbe mantenersi su livelli molto elevati nel corso dei prossimi trimestri.

Previsioni PSV, in EUR/MWh



Fonte: elaborazioni Intesa Sanpaolo su dati Bloomberg

Il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso dovrebbe continuare a seguire il prezzo del gas naturale, riflettendo i costi marginali di generazione elettrica. Non consideriamo in queste stime possibili interventi regolamentari che sono in fase di studio in sede europea.

Previsioni PUN, in EUR/MWh



Fonte: elaborazioni Intesa Sanpaolo su dati Bloomberg

Possibili soluzioni e proposte di policy

Diversi governi europei hanno reagito alla crisi energetica con misure fiscali tese a ridurre l'impatto su famiglie e imprese. Quasi tutti gli Stati membri hanno ridotto l'IVA o le accise e previsto sussidi ai gruppi sociali più vulnerabili. Misure di sostegno alle imprese utilizzatrici di energia sono state adottate in Austria, Bulgaria, Estonia, Finlandia, Grecia, Italia, Slovenia, Spagna. Lo sforzo fiscale più ampio in percentuale del PIL è stato compiuto in Grecia (3,7%), Lituania (3,6%) e Italia (2,8%)¹⁷. In Italia, le misure adottate includono:

1. Riduzione dell'IVA sul gas naturale per usi civili e industriali dal 22% o 10% al 5%;
2. Azzeramento degli oneri di sistema in bolletta su gas ed elettricità per le piccole utenze;
3. Crediti di imposta per le imprese che hanno sperimentato incrementi dei prezzi maggiori del 30%;
4. Potenziamento dei bonus sociali (bonus gas e bonus luce) destinati alle famiglie con basso reddito, che dal 2021 sono ad applicazione automatica;
5. Parziale defiscalizzazione dei carburanti per autotrazione;
6. Possibilità di rateizzazione delle bollette;
7. Trasferimenti di 400 milioni di euro a comuni e altri enti locali per far fronte ai maggiori costi energetici.

A maggio, la Commissione Europea (CE) ha presentato il piano **REPowerEU**, volto a ridurre la dipendenza energetica europea a fronte dell'invasione russa in Ucraina.

Secondo le stime della CE, la dipendenza europea dai combustibili fossili russi potrebbe essere eliminata entro il 2030 e ridotta dell'80% circa già quest'anno (i tagli progressivi di Gazprom hanno notevolmente contribuito a rendere realistico questo target, che inizialmente era apparso troppo ambizioso). Questa strategia si fonda su due pilastri: diversificazione degli approvvigionamenti di gas e riduzione della dipendenza dai combustibili fossili attraverso l'efficiamento energetico, anche accelerando i processi di risparmio energetico ed elettrificazione.

Nello specifico, si sta lavorando per assicurarsi **nuove forniture di gas** tramite maggiori importazioni di LNG da Stati Uniti, Qatar e altri esportatori (la CE stima una crescita di circa 50

¹⁷ V. <https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices>.

miliardi di metri cubi all'anno sino al 2030), e flussi via gasdotto provenienti da altri paesi (+10 miliardi di metri cubi all'anno sino al 2030 sempre secondo le stime CE), maggiore generazione da fonti rinnovabili (+20 miliardi di metri cubi entro fine 2022), biometano (+3,5 miliardi di metri cubi entro fine 2022 e ulteriori 18 miliardi di metri cubi sino al 2030) e idrogeno verde (nessun apporto nel 2022, ma +25/50 miliardi di metri cubi sino al 2030). Il processo richiederà **investimenti** per adeguare le infrastrutture.

Purtroppo, **parte del processo di aggiustamento deve avvenire tramite un rapido e ampio taglio dei consumi di gas**, di fatto accelerando l'implementazione delle proposte del pacchetto "Fit for 55%" che ridurrebbero il consumo di gas europeo del 30% entro il 2030. Alcune misure non sarebbero troppo onerose per i cittadini, e consentirebbero un significativo risparmio di gas. Ad esempio, la CE stima che semplicemente abbassando di 1 grado i termostati negli edifici si risparmierebbero 10 miliardi di metri cubi di gas all'anno, mentre sostituendo caldaie a gas con pompe di calore si risparmierebbero 2 miliardi di metri cubi di gas all'anno. Accelerare gli interventi di efficientamento energetico degli edifici e dell'industria porterebbe a un ulteriore risparmio di 2 miliardi di metri cubi di gas all'anno.

Attualmente, la CE ha proposto a tutti gli Stati membri una **riduzione volontaria del 15% dei consumi dal 1° agosto 2022 al 31 marzo 2023**. La riduzione potrebbe diventare obbligatoria nel momento in cui venisse decretato lo stato di allerta. Tuttavia, alcuni paesi potrebbero beneficiare di alcune deroghe e ridurre il taglio obbligatorio appena al 7% (vs. 15% in assenza di deroghe): è il caso di Spagna, Portogallo e i paesi insulari, che hanno poche interconnessioni, dei paesi baltici, legati alla rete elettrica russa, e anche dell'Italia¹⁸, data la ridotta capacità di esportazione continua verso altri paesi (inferiore al 50%). Altre deroghe saranno concesse agli stati che superano gli obiettivi di stoccaggio richiesti o che dipendono dal gas come materia prima per alcune industrie strategiche.

Altre proposte di policy attualmente in discussione in sede europea sono sussidi a favore degli utenti finali, tassazione degli extra-profitti realizzati da produttori di energia, decoupling del prezzo del gas dal prezzo dell'energia elettrica, introduzione di un tetto massimo al prezzo del gas e creazione di un acquirente unico europeo per gli approvvigionamenti di gas, tramite una piattaforma europea congiunta per la contrattualizzazione della fornitura, al fine di aumentare il potere contrattuale dei compratori europei.

Prima di discutere le singole misure avanzate in sede europea e nei vari stati nazionali, premettiamo che **la crisi energetica europea è dovuta a un profondo deficit di gas naturale a livello mondiale e al contesto geopolitico che impedisce adeguati livelli di forniture dalla Russia. Né l'attuale deficit, né la crisi geopolitica possono risolversi in tempi brevi.**

Da un lato, nessuno dei principali produttori di gas (tranne la Russia) può aumentare in tempi rapidi la propria offerta: per espandere la capacità produttiva servono ingenti investimenti caratterizzati da lunghi tempi di sviluppo, e l'attuale crisi energetica è troppo recente perché i progetti avviati negli ultimi semestri possano raggiungere il mercato mondiale in tempi utili per dar sollievo all'attuale deficit. Dall'altro lato, la Russia stessa, che potrebbe aumentare velocemente la propria offerta, non può però dirottare i volumi normalmente esportati in Europa verso altri mercati, come ad esempio l'Asia, perché non sono ancora ultimate le infrastrutture

¹⁸ In Italia, il governo sta facendo molto poco per promuovere il risparmio energetico. Dopo aver timidamente raccomandato di limitare l'uso dei climatizzatori, il 1° settembre è stato annunciato che si prevedrà una riduzione della temperatura interna degli uffici da 20° a 19°C e orari di riscaldamento accorciati di un'ora nelle case, misure promosse da una campagna di comunicazione che dovrebbe essere lanciata a breve. A quanto pare, il MITE punta soprattutto sulla sostituzione di gas con carbone per ridurre il fabbisogno di gas.

per collegare adeguatamente i giacimenti occidentali (storicamente destinati al consumo europeo) con i centri di esportazione orientali. Di conseguenza, l'offerta russa è solo in minima parte rivenduta a compratori non-europei, e di fatto non contribuisce a soddisfare neppure la domanda asiatica.

Per questi motivi **non esistono misure che possano risolvere efficacemente e rapidamente l'attuale crisi**. Molte delle misure proposte sinora sono volte a mitigare gli impatti di questi prezzi eccezionali sugli utilizzatori finali, e potrebbero portare benefici immediati ai consumatori, pur rallentando il ribilanciamento del mercato. Alcune misure proposte mirano invece ad intervenire sui prezzi di mercato di gas ed energia, imponendo limiti arbitrari ai prezzi o modificando la struttura del mercato stesso. Questi interventi potrebbero favorire i consumatori se riuscissero a ridurre il prezzo dell'energia elettrica e "sganciare" i prezzi di gas ed elettricità. Tuttavia, una formulazione efficace e costruttiva di simili interventi richiede pianificazione accurata, consultazioni approfondite con esponenti del settore e altri stakeholder e un monitoraggio costante. Difficilmente questi passaggi sono rispettati quando il legislatore è costretto a intervenire con estrema urgenza. Per questo motivo, sarebbe meglio che eventuali interventi di mercato fossero transitori e legati solo al perdurare dell'attuale deficit mondiale di gas. Contemporaneamente, si dovrebbero avviare consultazioni per procedere a riforme strutturali che siano ben studiate e coerenti con gli obiettivi europei di lungo periodo: decarbonizzazione, sicurezza energetica e crescita economica.

1. Sussidi e tassazione di extra-profitti

Molti stati europei stanno valutando, o hanno implementato, sussidi a famiglie e imprese volti a compensare i costi superiori alla norma, finanziati tassando gli extra-profitti di cui hanno beneficiato le utility. La tassazione dei *windfall profits*, suggerita anche dalla CE, è stata finora adottata da Bulgaria, Italia, Romania e Spagna, proposta in Germania, mentre è stata soltanto discussa in Slovacchia e Slovenia¹⁹.

A nostro avviso, queste iniziative sono positive. I governi devono proteggere in modo efficace e mirato le categorie più vulnerabili, per limitare un ulteriore allargamento della disuguaglianza e l'aumento della povertà relativa e assoluta. Tuttavia, i governi non possono completamente assorbire per tutti gli utilizzatori finali l'impatto negativo dello shock inflattivo perché occorre anche incentivare la distruzione di domanda, ovvero il risparmio energetico. I prezzi all'ingrosso di TTF, PSV ed energia e i prezzi retail di gas ed energia dovrebbero esser lasciati liberi di seguire dinamiche di mercato per incentivare significativi tagli della domanda di gas (riducendo i consumi per riscaldamento nei settori residenziali e commerciali, incentivando la sostituzione di gas, dove possibile, e ottimizzando processi anche tramite una maggiore flessibilità oraria nel settore industriale).

2. Price cap

Per price cap si intende un tetto massimo al prezzo del gas. A seconda della formulazione delle proposte, si può trattare di un limite ai prezzi pagati sulle borse (TTF, PSV) o alle frontiere, di un limite ai prezzi pagati dalle società che acquistano gas per generazione elettrica, o di un limite ai prezzi pagati da utenti finali (famiglie e imprese di qualunque tipo).

Spagna e Portogallo hanno raggiunto già in aprile un accordo con la CE e hanno fissato un limite per il prezzo del gas acquistato per generazione elettrica, di fatto disaccoppiando i prezzi di gas ed energia. Da maggio 2022 a maggio 2023, il **cap** è fissato a **48,80 EUR/MWh**. Il sussidio per remunerare i fornitori di gas è **finanziato da maggiori oneri che gravano sui distributori di energia**. La penisola iberica è poco interconnessa ad altre reti elettriche continentali, e ciò giustifica

¹⁹ <https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices>

questa maggior autonomia. Questo primo esperimento ha portato a un minor costo dell'energia (secondo il governo spagnolo, gli utilizzatori finali hanno risparmiato circa 49,85 EUR/MWh fra metà giugno e metà agosto, pari a un risparmio complessivo di 1,4 miliardi di euro). Tuttavia, **i consumi di gas sono cresciuti di ben il 20% rispetto a un anno fa**, anche complice la siccità che ha limitato la generazione idroelettrica, il che mostra che il livello di prezzo fissato è troppo basso per garantire l'equilibrio in un contesto di riduzione delle forniture russe.

L'**Italia** dovrebbe assicurare 2 miliardi di metri cubi di gas e 18.000 TWh di elettricità a prezzi calmierati a imprese energivore o gasivore²⁰.

A nostro avviso, l'attuale crisi energetica mostra chiaramente che l'offerta mondiale di gas è limitata e non può aumentare velocemente per soddisfare la domanda. Per questo motivo, riteniamo che l'implementazione di un *price cap* generalizzato sia molto costosa, potenzialmente inefficace anche nel migliore dei casi, e pericolosa nel peggiore dei casi.

Da una parte, un limite ai prezzi troppo basso distorcerebbe il mercato perché gli utilizzatori finali non taglierebbero sufficientemente i consumi, come evidenziato dal caso spagnolo. In secondo luogo, se applicato al prezzo del gas alla frontiera, potrebbe dislocare flussi di gas via dall'Europa, verso l'Asia, e amplificare ulteriormente l'attuale scarsità di gas a livello regionale, aumentando il rischio di blackout non controllati.

Se il tetto ai prezzi viene applicato in fase di cessione agli utilizzatori, comporta la **necessità di finanziare lo squilibrio rispetto al prezzo all'importazione**. La copertura può rivenire da una combinazione di (1) maggior tassazione generale, (2) *windfall tax* sui profitti di specifici settori, come proposto dalla Germania, (3) maggiore indebitamento pubblico. Il ricorso al debito avverrebbe però nel momento più sfavorevole, quando la Banca Centrale Europea si appresta a implementare una restrizione della politica monetaria. Ciò potrebbe compromettere la credibilità degli emittenti sovrani e alimentare attacchi speculativi contro i paesi più deboli e indebitati, come l'Italia.

Molti economisti e centri di ricerca si sono detti contrari ad interventi volti a modificare la struttura di mercati che sono stati liberalizzati da decenni: Fondo Monetario Internazionale²¹, Oxford Institute for Energy Studies²² e Bruegel Institute²³.

3. Decoupling di gas ed energia elettrica

Potrebbe essere più efficace **disaccoppiare temporaneamente gas ed energia elettrica** applicando un pricing diverso a una parte dell'elettricità generata da rinnovabili o nucleare, quindi a un costo marginale prossimo allo zero. Come discusso in precedenza, il gas naturale è la fonte energetica residuale, perché le centrali a ciclo combinato sono le più flessibili e sono quelle che devono coprire i gap causati dagli swing di domanda e offerta. Da un punto di vista di mercato, ha senso remunerare l'energia al costo marginale di produzione, ovvero generazione a gas con l'attuale struttura dei costi, ed incentivare tramite profitti, anche elevati, le fonti rinnovabili che non generano emissioni clima-alteranti, ma la cui messa a terra richiede importanti investimenti di lungo periodo.

²⁰ V. C. Dominelli, "Riduzione dei consumi, centrali a carbone ai massimi e gas russo al 18%: ecco il piano Cingolani", Il Sole 24 Ore, 2 settembre 2022.

²¹ <https://blogs.imf.org/2022/08/03/how-europe-can-protect-the-poor-from-surgging-energy-prices/>

²² <https://www.oxfordenergy.org/publications/current-energy-crisis-the-energy-transition-and-the-design-of-electricity-markets/>

²³ <https://www.bruegel.org/comment/grand-energy-bargain-europe-needs-defeat-putin>

Tuttavia, data la crisi attuale e dato che alcune tecnologie rinnovabili hanno superato la fase iniziale in cui era imprescindibile incentivarne l'installazione, si potrebbe separare le componenti in bolletta. La parte legata alle rinnovabili potrebbe esser remunerata diversamente dalla parte legata alle fonti fossili, anche se non sarebbe facile trovare un modo trasparente per prezzare questa componente e sicuramente andrebbero considerati gli enormi investimenti fissi iniziali e i costi della rete nel gestire un'offerta volatile e aleatoria. Il rischio è che si disincentivino le rinnovabili proprio nel momento in cui il sistema energetico europeo ne avrebbe più bisogno.

4. Acquirente unico europeo

Un altro strumento utile per ridurre i costi del gas e migliorare la credibilità dell'Europa, come potenza unita e determinata nel difendere gli interessi comunitari, sarebbe creare un'entità che si proponesse come acquirente unico europeo per il gas. L'acquirente unico dovrebbe centralizzare gli acquisti di gas e sostituire la moltitudine di importatori, aggregandone i volumi domandati. In tal modo, l'Unione Europea potrebbe aumentare il proprio potere contrattuale sui mercati internazionali e beneficerebbe di inferiori prezzi di vendita alle frontiere. Tuttavia, seppure auspicabile, tale riforma richiederebbe lunghi tempi di analisi e implementazione, e difficilmente potrebbe portare a benefici immediati.

5. Aumentare le interconnessioni delle reti elettriche

Infine, una priorità condivisa da tutti gli Stati membri dovrebbe essere aumentare le interconnessioni delle reti elettriche e dei gasdotti. Data l'impossibilità di immagazzinare energia, si dovrebbe potenziare la distribuzione in modo tale da massimizzare l'efficienza della generazione, soprattutto da fonti rinnovabili non programmabili: un eccesso di generazione da eolico nel Mare del Nord o da nucleare in Francia dovrebbe esser velocemente ed efficacemente trasmesso a mercati limitrofi, così come un eccesso di LNG nella penisola iberica dovrebbe poter raggiungere Francia o Italia per ridurre temporanei deficit di gas. Un mercato energetico più interconnesso e più efficiente permetterebbe di ridurre la dipendenza europea da fonti fossili, accelererebbe il raggiungimento dei target ambientali fissati in sede europea e sarebbe un passaggio in avanti verso una maggiore integrazione economica e politica. Anche questi investimenti, desiderabili ed essenziali per la futura sicurezza energetica, richiedono tuttavia lunghi tempi di implementazione, e non possono portare a benefici immediati.

Il 1° settembre è trapelato il testo di un **Non-paper on Emergency Electricity Market Interventions**, contenente indicazioni sulle misure ritenute più utili per affrontare la crisi. Il non-paper raccomanda l'adozione di azioni rapide e coordinate, al fine di evitare il rischio che politiche eterogenee intraprese da diversi stati compromettano la sicurezza energetica del continente e il funzionamento del mercato interno.²⁴

In particolare, si sottolinea come andrebbero abbandonate tutte le proposte che impediscano la spontanea diminuzione della domanda di energia elettrica e gas naturale e che minaccino la sicurezza della generazione di energia elettrica. Al contrario, sarebbe auspicabile implementare contemporaneamente tre interventi:

- Tagli obbligatori del consumo di gas ed energia elettrica, sulla traccia delle direttive delineate nel piano "Save gas for a safe winter";
- Decoupling dei prezzi di gas ed energia elettrica tramite interventi nella formazione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso *day-ahead* (fissato in ogni sessione di contrattazione per l'energia consegnata il giorno successivo), ad esempio introducendo prezzi differenziati

²⁴ https://elperiodicodelaenergia.com/wp-content/uploads/2022/09/20220901_Non-paper-emergency-electricity-interventions_final.pdf

per le tecnologie a maggior costo marginale (impianti termoelettrici o cogenerativi) e le tecnologie a minor costo marginale (rinnovabili, carbone, nucleare...). Come discusso in precedenza, oggi il prezzo unico dell'energia elettrica è determinato dal costo marginale della tecnologia di generazione più cara e ciò si traduce in profitti che potrebbero essere in parte utilizzati per compensare la perdita di potere d'acquisto di famiglie e imprese;

- Sussidi agli utilizzatori finali più vulnerabili, ma attentamente calibrati per non compromettere gli sforzi di riduzione dei consumi a livello nazionale.

Conclusioni

Come discusso in precedenza, nessuna misura può risolvere efficacemente e rapidamente l'attuale crisi, anche se alcune misure potrebbero mitigare gli impatti negativi su utilizzatori finali, inflazione e crescita economica. Sottolineiamo che eventuali interventi di mercato adottati in urgenza dovrebbero mantenere un carattere transitorio. Riforme strutturali dei mercati di gas ed elettricità andrebbero studiate con molta attenzione per non compromettere né importanti obiettivi europei di lungo periodo, come decarbonizzazione e sicurezza energetica (anche continuando a incentivare rinnovabili e nuove tecnologie, come l'idrogeno, e mantenendo un efficace mercato dei diritti di emissione EU ETS), né gli sforzi verso una crescente integrazione fra i mercati energetici nazionali e una maggiore trasparenza dei mercati, sia finanziari che all'ingrosso.

Appendice

Certificazione degli analisti

Gli analisti finanziari che hanno predisposto la presente ricerca, i cui nomi e ruoli sono riportati nella prima pagina del documento dichiarano che:

- (1) Le opinioni espresse sulle società citate nel documento riflettono accuratamente l'opinione personale, indipendente, equa ed equilibrata degli analisti;
- (2) Non è stato e non verrà ricevuto alcun compenso diretto o indiretto in cambio delle opinioni espresse.

Comunicazioni specifiche

Gli analisti citati non ricevono, stipendi o qualsiasi altra forma di compensazione basata su specifiche operazioni di investment banking.

Comunicazioni importanti

Il presente documento è stato preparato da Intesa Sanpaolo S.p.A. e distribuito da Intesa Sanpaolo SpA-London Branch (membro del London Stock Exchange) e da Intesa Sanpaolo IMI Securities Corp (membro del NYSE e del FINRA). Intesa Sanpaolo S.p.A. si assume la piena responsabilità dei contenuti del documento. Inoltre, Intesa Sanpaolo S.p.A. si riserva il diritto di distribuire il presente documento ai propri clienti. Intesa Sanpaolo S.p.A. è una banca autorizzata dalla Banca d'Italia ed è regolata dall'FCA per lo svolgimento dell'attività di investimento nel Regno Unito e dalla SEC per lo svolgimento dell'attività di investimento negli Stati Uniti.

Le opinioni e stime contenute nel presente documento sono formulate con esclusivo riferimento alla data di redazione del documento e potranno essere oggetto di qualsiasi modifica senza alcun obbligo di comunicare tali modifiche a coloro ai quali tale documento sia stato in precedenza distribuito. Le informazioni e le opinioni si basano su fonti ritenute affidabili, tuttavia nessuna dichiarazione o garanzia è fornita relativamente all'accuratezza o correttezza delle stesse.

Le performance passate non costituiscono garanzia di risultati futuri.

Lo scopo del presente documento è esclusivamente informativo. In particolare, il presente documento non è, né intende costituire, né potrà essere interpretato, come un documento d'offerta di vendita o sottoscrizione di alcun tipo di strumento finanziario. Inoltre, non deve sostituire il giudizio proprio di chi lo riceve.

Intesa Sanpaolo S.p.A. non assume alcun tipo di responsabilità derivante da danni diretti, conseguenti o indiretti determinati dall'utilizzo del materiale contenuto nel presente documento.

Il presente documento potrà essere riprodotto o pubblicato esclusivamente con il nome di Intesa Sanpaolo S.p.A..

Il presente documento è stato preparato e pubblicato esclusivamente per, ed è destinato all'uso esclusivamente da parte di, Società che abbiano un'adeguata conoscenza dei mercati finanziari, che nell'ambito della loro attività siano esposte alla volatilità dei tassi di interesse, dei cambi e dei prezzi delle materie prime e che siano finanziariamente in grado di valutare autonomamente i rischi.

Tale documento, pertanto, potrebbe non essere adatto a tutti gli investitori e i destinatari sono invitati a chiedere il parere del proprio gestore/consulente per qualsiasi necessità di chiarimento circa il contenuto dello stesso.

Per i soggetti residenti nel Regno Unito: il presente documento non potrà essere distribuito, consegnato o trasmesso nel Regno Unito a nessuno dei soggetti rientranti nella definizione di "private customers" così come definiti dalla disciplina dell'FCA.

Per i soggetti di diritto statunitense: il presente documento può essere distribuito negli Stati Uniti solo ai soggetti definiti 'Major U.S. Institutional Investors' come definito dalla SEC Rule 15a-6. Per effettuare operazioni mobiliari relative a qualsiasi titolo menzionato nel presente documento è necessario contattare Intesa Sanpaolo IMI Securities Corp. negli Stati Uniti (vedi sotto il dettaglio dei contatti).

Intesa Sanpaolo S.p.A. pubblica e distribuisce ricerca ai soggetti definiti 'Major U.S. Institutional Investors' negli Stati Uniti solo attraverso Intesa Sanpaolo IMI Securities Corp., 1 William Street, New York, NY 10004, U.S.A, Tel: (1) 212 326 1199.

Incentivi relativi alla ricerca

Ai sensi di quanto previsto dalla Direttiva Delegata 593/17 UE, il presente documento è classificabile quale incentivo non monetario di minore entità in quanto:

- contiene analisi macroeconomiche (c.d. Macroeconomic Research) o è relativo a Fixed Income, Currencies and Commodities (c.d. FICC Research) ed è reso liberamente disponibile al pubblico indistinto tramite il sito web della Banca - Q&A on Investor Protection topics - ESMA 35-43-349, Question 8 e 9.

Metodologia di distribuzione

Il presente documento è per esclusivo uso del soggetto che lo riceve da Intesa Sanpaolo e non potrà essere riprodotto, ridistribuito, direttamente o indirettamente, a terzi o pubblicato, in tutto o in parte, per qualsiasi motivo, senza il preventivo consenso espresso da parte di Intesa Sanpaolo.

Il copyright ed ogni diritto di proprietà intellettuale sui dati, informazioni, opinioni e valutazioni di cui alla presente scheda informativa è di esclusiva pertinenza del Gruppo Bancario Intesa Sanpaolo, salvo diversamente indicato. Tali dati, informazioni, opinioni e valutazioni non possono essere oggetto di ulteriore distribuzione ovvero riproduzione, in qualsiasi forma e secondo qualsiasi tecnica ed anche parzialmente, se non con espresso consenso per iscritto da parte di Intesa Sanpaolo.

Chi riceve il presente documento è obbligato a uniformarsi alle indicazioni sopra riportate.

Metodologia di valutazione

Il presente documento è stato preparato sulla base della seguente metodologia.

Dati Macroeconomici

I commenti sui dati macroeconomici vengono elaborati sulla base di notizie e dati macroeconomici e di mercato disponibili tramite strumenti informativi quali Bloomberg e Refinitiv-Datastream. Le previsioni macroeconomiche e sui tassi d'interesse sono realizzate dalla Direzione Studi e Ricerche di Intesa Sanpaolo, tramite modelli econometrici dedicati. Le previsioni sono ottenute mediante l'analisi delle serie storico-statistiche rese disponibili dai maggiori data provider ed elaborate sulla base anche dei dati di consenso tenendo conto delle opportune correlazioni fra le stesse.

Previsioni Comparto Energetico

I commenti sul comparto energetico vengono elaborati sulla base di notizie e dati macroeconomici e di mercato disponibili tramite strumenti informativi quali Bloomberg e Refinitiv-Datastream. Le stime di consenso, se non diversamente specificato, provengono dalle principali Agenzie internazionali sull'energia, su tutte l'IEA (International Energy Agency – che si occupa del settore a livello mondiale), l'EIA (Energy Information Administration – istituto che si occupa specificatamente del settore energetico USA) e l'OPEC. Le previsioni sono realizzate dalla Direzione Studi e Ricerche di Intesa Sanpaolo tramite modelli dedicati.

Previsioni Comparto Metalli

I commenti sul comparto metalli vengono elaborati sulla base di notizie e dati macroeconomici e di mercato disponibili tramite strumenti informativi quali Bloomberg e Refinitiv-Datastream.

Le stime di consenso sui metalli preziosi, se non diversamente specificato, provengono principalmente dalla GFMS, la storica agenzia di previsioni basata a Londra. Le previsioni riguardano: oro, argento, platino e palladio. Le previsioni sono realizzate dalla Direzione Studi e Ricerche di Intesa Sanpaolo tramite modelli dedicati.

Le stime di consenso sui metalli industriali, se non diversamente specificato, provengono principalmente dalla Brook Hunt, agenzia di previsioni indipendente che dal 1975 redige statistiche e previsioni su metalli e minerali, e dal World Bureau of Metal Statistics (WBMS), una struttura indipendente di ricerca sul mercato globale dei metalli industriali che pubblica una serie di analisi statistiche con cadenza mensile, trimestrale e annuale. Le previsioni sono realizzate dalla Direzione Studi e Ricerche di Intesa Sanpaolo tramite modelli dedicati.

Previsioni Comparto Agricolo

I commenti sul comparto agricolo vengono elaborati sulla base di notizie e dati macroeconomici e di mercato disponibili tramite strumenti informativi quali Bloomberg e Refinitiv-Datastream.

Le stime di consenso sui prodotti agricoli sono molteplici. Ogni singolo paese ha la propria agenzia interna di statistica che stima e prevede i raccolti, la capacità produttiva, la quantità di offerta di prodotti e soprattutto la quantità (assoluta e percentuale) di terra disponibile per la messa a coltura di un determinato prodotto.

A livello internazionale le principali agenzie sono: l'USDA (United States Department of Agriculture) che, oltre a fornire i dati relativi al territorio americano, si occupa in generale anche del settore granaglie a livello mondiale mediante il sottocomparto della FAS (Foreign Agricultural Service); l'Economist Intelligence Unit, del Gruppo Economist, che si occupa trasversalmente di tutti i prodotti agricoli a livello mondiale; e la CONAB (Companhia Nacional de Abastecimento), l'agenzia del Governo brasiliano che si occupa di agricoltura (con un occhio di riguardo per il caffè) e che fornisce anche uno sguardo su tutto il continente sudamericano.

Le previsioni sono realizzate dalla Direzione Studi e Ricerche di Intesa Sanpaolo tramite modelli dedicati.

Livelli tecnici

I commenti sui livelli tecnici si basano sulle notizie e i dati di mercato disponibili tramite strumenti informativi quali Bloomberg e Refinitiv-Datastream. Le previsioni sui livelli tecnici di interesse sono realizzate dalla Direzione Studi e Ricerche di Intesa Sanpaolo tramite modelli tecnici dedicati. Le previsioni sono ottenute mediante l'analisi delle serie storico-statistiche rese disponibili dai maggiori data provider ed elaborate sulla base anche dei dati di consenso tenendo conto delle opportune correlazioni fra le stesse. Vi è inoltre un approfondimento legato alla scelta degli opportuni strumenti derivati che meglio rappresentano il comparto o la specifica commodity su cui si vuole investire.

Raccomandazioni

Outlook Negativo: la raccomandazione di outlook Negativo per un settore è un'indicazione di ampio respiro. Essa indica non solo il deteriorarsi delle condizioni di prezzo degli indici o dei future che meglio rappresentano la materia prima in questione (quindi il ridursi di una performance di

prezzo), ma implica anche la riduzione delle previsioni produttive, climatiche e di approvvigionamento (energetico o idrico) che caratterizzano, più di altri strumenti finanziari, questi comparti.

Outlook Neutrale: la raccomandazione di outlook Neutrale per un settore è un'indicazione che abbraccia molti aspetti. Essa indica che la combinazione delle previsioni di prezzo per gli indici e i future e l'insieme delle condizioni produttive, climatiche e di approvvigionamento (energetico o idrico) porteranno ad un movimento laterale dei prezzi o delle scorte o della capacità produttiva, registrando perciò performance nulle o minime per il comparto in esame.

Outlook Positivo: la raccomandazione di outlook Positivo per un settore è un'indicazione di ampio spettro. Essa indica non solo il miglioramento netto delle condizioni di prezzo degli indici o dei future che meglio rappresentano la materia prima in questione (quindi una performance positiva di prezzo), ma implica anche il miglioramento delle previsioni produttive, climatiche e di approvvigionamento (energetico o idrico) che caratterizzano, più di altri strumenti finanziari, questi comparti.

Frequenza e validità delle previsioni

Le indicazioni di mercato si riferiscono a un orizzonte temporale di breve periodo (il giorno corrente o i giorni successivi, salvo diversa indicazione specificata nel testo). Le previsioni sono sviluppate su un orizzonte temporale compreso tra una settimana e 5 anni (salvo diversa indicazione specificata nel testo) e hanno una validità massima di tre mesi.

Comunicazione dei potenziali conflitti di interesse

Intesa Sanpaolo S.p.A. e le altre società del Gruppo Bancario Intesa Sanpaolo (di seguito anche solo "Gruppo Bancario Intesa Sanpaolo") si sono dotate del "Modello di organizzazione, gestione e controllo ai sensi del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231" (disponibile sul sito internet di Intesa Sanpaolo, all'indirizzo: <https://group.intesasanpaolo.com/it/governance/dlgs-231-2001>) che, in conformità alle normative italiane vigenti ed alle migliori pratiche internazionali, include, tra le altre, misure organizzative e procedurali per la gestione delle informazioni privilegiate e dei conflitti di interesse, ivi compresi adeguati meccanismi di separazione organizzativa, noti come Barriere informative, atti a prevenire un utilizzo illecito di dette informazioni nonché a evitare che gli eventuali conflitti di interesse che possono insorgere, vista la vasta gamma di attività svolte dal Gruppo Bancario Intesa Sanpaolo, incidano negativamente sugli interessi della clientela.

In particolare, l'esplicitazione degli interessi e le misure poste in essere per la gestione dei conflitti di interesse – facendo riferimento a quanto prescritto dagli articoli 5 e 6 del Regolamento Delegato (UE) 2016/958 della Commissione, del 9 marzo 2016, che integra il Regolamento (UE) n. 596/2014 del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda le norme tecniche di regolamentazione sulle disposizioni tecniche per la corretta presentazione delle raccomandazioni in materia di investimenti o altre informazioni che raccomandano o consigliano una strategia di investimento e per la comunicazione di interessi particolari o la segnalazione di conflitti di interesse e successive modifiche ed integrazioni, dal FINRA Rule 2241, così come dal FCA Conduct of Business Sourcebook regole COBS 12.4 – tra il Gruppo Bancario Intesa Sanpaolo e gli Emittenti di strumenti finanziari, e le loro società del gruppo, nelle raccomandazioni prodotte dagli analisti di Intesa Sanpaolo S.p.A. sono disponibili nelle "Regole per Studi e Ricerche" e nell'estratto del "Modello aziendale per la gestione delle informazioni privilegiate e dei conflitti di interesse", pubblicato sul sito internet di Intesa Sanpaolo S.p.A. all'indirizzo <https://group.intesasanpaolo.com/it/research/RegulatoryDisclosures>. Tale documentazione è disponibile per il destinatario dello studio anche previa richiesta scritta al Servizio Conflitti di interesse, Informazioni privilegiate ed altri presidi di Intesa Sanpaolo S.p.A., Via Hoepli, 10 – 20121 Milano – Italia.

Inoltre, in conformità con i suddetti regolamenti, le disclosure sugli interessi e sui conflitti di interesse del Gruppo Bancario Intesa Sanpaolo sono disponibili all'indirizzo <https://group.intesasanpaolo.com/it/research/RegulatoryDisclosures/archivio-dei-conflitti-di-interesse> ed aggiornate almeno al giorno prima della data di pubblicazione del presente studio. Si evidenzia che le disclosure sono disponibili per il destinatario dello studio anche previa richiesta scritta a Intesa Sanpaolo S.p.A. – Macroeconomic Analysis, Via Romagnosi, 5 - 20121 Milano - Italia.

Intesa Sanpaolo Spa agisce come market maker nei mercati all'ingrosso per i titoli di Stato dei principali Paesi europei e ricopre il ruolo di Specialista in Titoli di Stato, o similare, per i titoli emessi dalla Repubblica d'Italia, dalla Repubblica Federale di Germania, dalla Repubblica Ellenica, dal Meccanismo Europeo di Stabilità e dal Fondo Europeo di Stabilità Finanziaria.

Intesa Sanpaolo Direzione Studi e Ricerche - Responsabile Gregorio De Felice

Tel. 02 879+(6)

Macroeconomic Analysis

Luca Mezzomo (Responsabile)	62170	luca.mezzomo@intesasanpaolo.com
Alessio Tiberi	62985	alessio.tiberi@intesasanpaolo.com

Rates, FX & Commodities Research

Sergio Capaldi (Rates)	62036	sergio.capaldi@intesasanpaolo.com
Chiara Manenti (Rates)	62107	chiara.manenti@intesasanpaolo.com
Federica Migliardi (Rates)	62102	federica.migliardi@intesasanpaolo.com
Asmara Jamaleh (FX)	62111	asmara.jamaleh@intesasanpaolo.com
Daniela Corsini (Commodities)	62149	daniela.corsini@intesasanpaolo.com