



INDIPENDENZA ENERGETICA, ADDIO AL GAS RUSSO?

Analisi

CESI

Shaping a Better Energy Future

Indice

Chi siamo	3
Introduzione	4
Diversificazione delle forniture di gas	5
Soluzioni Rinnovabili	6
Tre scenari individuati da CESI	7
Conclusioni.....	8

Chi siamo

CESI è leader globale nell'innovazione, nel testing, e nella consulenza per il settore elettrico e nell'ingegneria civile e ambientale. In particolare, attraverso la sua Divisione KEMA Labs, il Gruppo è il leader mondiale nel testing indipendente, nell'ispezione e nella certificazione di componenti elettromeccanici per il settore elettrico.

CESI nasce nel 1956 con lo scopo sia di supportare lo sviluppo e la sicurezza della rete elettrica italiana sia di mettere a disposizione dell'industria elettromeccanica laboratori di prova e certificazione. Sin dai primi anni di attività, CESI assume un ruolo di rilievo a livello mondiale quale centro indipendente di eccellenza nel campo delle prove e della certificazione di componenti elettromeccanici, delle analisi e degli studi per la progettazione e l'esercizio dei sistemi infrastrutturali elettrici.

Negli anni, CESI consolida sempre più la sua riconosciuta leadership espandendo la propria attività a livello internazionale. Nel 2005 CESI acquisisce le due società tedesche leader in Germania nelle prove sui componenti elettrici in alta, media e bassa tensione (IPH e FGH), con stabilimenti rispettivamente a Berlino e a Mannheim, estendendo così il proprio portafoglio di servizi. L'azienda diviene leader anche nel settore ambientale e dell'ingegneria del territorio, prima attraverso l'acquisizione della storica società ISMES, successivamente divenendo socio al 100% di Istedil. Al fine di avvicinarsi maggiormente alle esigenze dei propri clienti internazionali, CESI costituisce nel 2011 la società CESI Middle East a Dubai e nel 2012 CESI do Brasil a Rio de Janeiro, proseguendo nel 2015 con l'apertura degli uffici di Abu Dhabi e nel 2016 con la costituzione di CESI USA, Inc. La sua proiezione internazionale prosegue nel 2018 con l'acquisizione dell'azienda statunitense EnerNex - con sede a Knoxville, Tennessee - uno dei protagonisti nel mercato americano della ricerca, dell'ingegneria e dei servizi di consulenza tecnologica per il settore energetico.

Nel 2019, infine, CESI acquisisce la società olandese KEMA, divenendo il leader mondiale del testing indipendente dei componenti elettromeccanici per il settore elettrico. L'acquisizione comprende tutte le attività di testing, ispezione e certificazione in alta tensione realizzate presso i laboratori di proprietà KEMA di Arnhem (Paesi Bassi), Praga (Repubblica Ceca) e Chalfont (USA). I laboratori di testing e ispezione di KEMA includono, tra gli altri, il più grande laboratorio al mondo di alta tensione, con potenze di corto circuito fino a 10.000 MVA e il primo laboratorio al mondo in grado di testare componenti ad altissima tensione per le supergrid, nonché il Flex Power Grid Laboratory, per il testing avanzato dei componenti delle smart grid.

CESI opera da 65 anni in più di 70 Paesi nel mondo, con una rete di circa 2.000 professionisti. I suoi principali clienti sono utility elettriche, operatori della rete di trasmissione, imprese di generazione e di distribuzione, produttori internazionali di componenti elettrici ed elettronici, investitori privati, istituzioni pubbliche (governi, pubblica amministrazione, enti locali) e autorità regolatorie. CESI, inoltre, lavora a stretto contatto con istituzioni finanziarie internazionali come World Bank, European Bank for Reconstruction and Development, Inter-American Bank, Asian Development Bank e Arab Fund.

Il Gruppo offre ai suoi clienti internazionali servizi di consulenza e di ingegneria nel campo della pianificazione e integrazione delle infrastrutture di rete, studi di interconnessione, analisi di scenari di mercato ed effetti derivanti dall'introduzione di normative, studi di penetrazione delle fonti rinnovabili, consulenze per l'introduzione di componenti e sistemi di automazione "smart", servizi e consulenze nel campo dell'ambiente, dell'ingegneria civile e degli impianti hydro, servizi di prova e certificazione di componenti elettromeccanici per l'alta, media e bassa tensione rispetto a standard locali ed internazionali, servizi di asset management e di quality assurance. CESI, infine, è tra le poche aziende al mondo a sviluppare e produrre celle solari avanzate (III-V triple junction GaAs) per applicazioni spaziali.

Introduzione

La **guerra in Ucraina** ha fatto emergere le fragilità legate alla **dipendenza dell'Europa dal gas russo**. Una dipendenza che rende l'Italia particolarmente vulnerabile visto che, nel 2021, il 38% del gas consumato nel nostro Paese proveniva proprio dalla Russia, ovvero **29 miliardi di metri cubi (bcm)** di gas naturale. A seguito degli avvenimenti degli ultimi mesi, l'Italia si è mossa con la massima celerità per **diversificare le forniture di gas**. Al contempo, tuttavia, la necessità di uno sviluppo accelerato dell'energia rinnovabile è emersa come strategia fondamentale, nel medio-lungo termine, sia per migliorare la sostenibilità del nostro modello produttivo, sia per rendersi indipendenti dalla volatilità dei mercati e dai rischi collegati all'import di energia prodotta da fonti fossili.

Infatti, **l'impatto della dipendenza italiana dal gas** è evidente da alcuni dati che il CESI ha analizzato in questo periodo. A marzo 2022, per esempio, il prezzo medio del gas nel nostro Paese è aumentato di oltre sette volte rispetto a dodici mesi fa, toccando quasi **130 €/MWh, contro i 18 €/MWh dell'anno prima**. Per effetto del collegamento con il mercato del gas, anche i mercati spot dell'elettricità hanno subito incrementi significativi, con il Prezzo Unico Nazionale (PUN) che a marzo ha registrato una media di 300 €/MWh, raggiungendo, l'8 marzo, il record di 688 €/MWh, contro i 60 €/MWh dell'anno precedente. In queste dinamiche, inoltre, si inserisce l'incremento del prezzo della CO₂, ora più che raddoppiato. Siamo passati, infatti, dai 33 €/tCO₂ di gennaio 2021 ai 75 €/tCO₂ dello scorso marzo, con picchi che hanno addirittura sfiorato i 100 €/tCO₂.

Diversificazione delle forniture di gas

Per risolvere il problema sono state proposte varie soluzioni, la maggior parte delle quali puntano su un concetto chiave: **la diversificazione dei fornitori**. Ad esempio, l'aumento di import di gas **dall'Algeria attraverso il Transmed**, a seguito dell'accordo siglato l'11 aprile 2022, produrrebbe una riduzione dell'importazione di gas russo pari a 9 bcm, non prima però del 2023-2024. L'ultimo accordo, firmato a luglio 2022, prevede un ulteriore aumento delle esportazioni di gas per 4 bcm aggiuntivi già da quest'anno, in aggiunta ai 2 bcm offerti da Sonatrach in aprile.

Tuttavia, non mancherebbero i fattori di rischio, non da ultimo l'alleanza di lunga data tra Mosca e Algeri: un punto di attenzione da considerare nella partnership tra gli stati europei e il paese nordafricano. A tale proposito, si ricorda che l'Algeria, nell'estate del 2022, ha ridotto i flussi di gas verso la Spagna a seguito dell'appoggio che il Paese iberico ha offerto al Marocco sulla questione del Western Sahara.

Un'altra soluzione punta all'aumento, a breve termine, dell'import di gas dall'Azerbaijan attraverso il **TAP**, che ha però una potenzialità limitata a 1,5 bcm addizionali. In aggiunta alle soluzioni appena menzionate, anche lo sfruttamento al massimo della capacità dei **rigassificatori attivi in Italia** – che ora lavorano al 60% del loro potenziale – potrebbe portare a un decremento ulteriore dell'importazione di gas russo, pari a circa 6 bcm.

Inoltre, investire in **nuovi rigassificatori** porterebbe a un'ulteriore riduzione significativa dell'import dalla Russia, pari a 10 bcm, ma richiederebbe sia tempo (più ridotto, nel caso di rigassificatori galleggianti) che sforzi economici non indifferenti (specie per quelli a terra). Infine, anche l'aumento di **estrazione di gas nazionale** o equivalenti misure di risparmio energetico sui consumi finali potrebbero generare una riduzione dell'import pari a circa 2 bcm.

Parliamo di alternative valide che, tuttavia, comportano una dipendenza energetica da altri paesi e ci legano al costo del gas, che potrebbe continuare a essere estremamente volatile nel futuro, per effetto della competizione di una domanda più ampia che si contende la stessa limitata offerta. Bisogna essere coscienti che la doverosa indipendenza dalla Russia ha purtroppo un costo. È innegabile, infatti, che nel breve termine esiste un *trade-off* tra “sicurezza della fornitura” e “basso costo”.

Soluzioni Rinnovabili

Sul medio-lungo termine, invece, questo trade-off può essere evitato: **le fonti rinnovabili** sono a basso costo e, vista la loro ampia disponibilità sul nostro territorio, garantiscono sicurezza di approvvigionamento, anche dal punto di vista geopolitico. Proprio per questo motivo, le nostre analisi dimostrano che **lo sviluppo di impianti rinnovabili è la migliore soluzione strutturale, fattibile e sostenibile**, per rendersi meno dipendenti dalle importazioni di gas. Puntare sulle rinnovabili, inoltre, contribuirebbe ad accelerare il percorso di transizione ecologica che vedrà l'Italia impegnata nei prossimi anni nel raggiungimento dei target fissati del Green Deal europeo. Un percorso che dovrà essere realizzato tenendo conto sempre più della indipendenza energetica.

Recentemente Elettricità Futura (EF) ha presentato un nuovo e graduale piano di sviluppo delle rinnovabili con lo scopo di arrivare **al 2030 con 85 GW di nuova elettricità verde**, in modo da soddisfare il piano europeo *Fit for 55* reso ancor più esigente dal **REPowerEU**, varato durante la crisi ucraina, nel maggio 2022, che ha rivisto al 45% il target di penetrazione delle rinnovabili al 2030 rispetto ai consumi energetici finali. Il nuovo piano di EF, che è stato ritenuto molto credibile ed accolto favorevolmente dal Ministro della Transizione Ecologica Roberto Cingolani, ipotizza **30 GW di rinnovabili aggiuntive al 2025, che divengono circa 40 GW nel 2026**, con l'installazione di **12 GWh di nuovi accumuli**.

Secondo le simulazioni di CESI, tale piano porterebbe a **un risparmio di 7 bcm di gas nel 2025**. Tale valore, insieme alle misure di diversificazione dell'approvvigionamento di gas, sarebbe sufficiente a rendersi indipendenti dall'importazione di gas dalla Russia. Tuttavia, lascerebbe esigui margini di sicurezza per affrontare eventi imprevedibili, ma non improbabili, quali la ridotta produzione idrica a seguito di siccità prolungata (purtroppo già realtà nell'estate del 2022) o la minor produzione nucleare francese per prolungata manutenzione degli impianti (anche questo un fatto corrente) o ritardi nella autorizzazione o realizzazione di nuovi gassificatori, compresi quelli galleggianti. Questi eventi potrebbero complessivamente presentare la necessità di ulteriori esigenze di gas fino a 8 bcm, nel caso in cui gli scenari appena descritti dovessero verificarsi contemporaneamente.

Tre scenari individuati da CESI

A tale proposito, come CESI abbiamo svolto delle analisi in cui vengono esaminati **tre scenari** per valutare in che misura una maggiore penetrazione nel sistema elettrico italiano di energia da fonte rinnovabile – solare ed eolica – possa contribuire a ridurre l'importazione di gas naturale, soprattutto dalla Russia.

Per realizzare tale simulazione, siamo partiti considerando i 40 GW aggiuntivi da fonti rinnovabili che il piano di EF prevede al 2026. Precisiamo **che i 40 GW sono unicamente un dato di partenza su cui basare le nostre simulazioni**. Ciò non esclude, pertanto, che la quantità aggiuntiva di capacità rinnovabile necessaria alla sostituzione del gas possa essere maggiore o minore.

Il primo dei nostri scenari, oltre all'aggiunta di **40 GW** da fonti rinnovabili, prevede **5.7 GW** di sistemi di accumulo, l'eliminazione (*phase-out*) del carbone e un prezzo della CO₂ pari a 70€/t. Il secondo è identico al precedente, ma prevede che il *phase-out* del carbone venga posticipato. Infine, nel terzo scenario, sono stati simulati gli effetti di un ipotetico incremento di prezzo della CO₂, oltre i 100€/t. Abbiamo quindi simulato i meccanismi del Mercato del Giorno Prima (MGP) e del Mercato dei Servizi Ancillari (MSD), grazie ai tool che abbiamo sviluppato internamente per verificare l'effettivo risparmio di gas nei diversi casi.

Ne risulta che il primo scenario, caratterizzato dal *phase-out* della generazione a carbone, porta a un risparmio netto di gas inferiore alla piena potenzialità delle rinnovabili, in quanto i 65 TWh prodotti dalla capacità rinnovabile aggiuntiva sono chiamati innanzitutto a sostituire la minor energia termoelettrica prodotta in conseguenza del *phase-out* del carbone (circa 12 TWh). Questo scenario presenta, nel complesso, **un risparmio di gas pari a circa 9 bcm** e consente di non deviare dal percorso di decarbonizzazione previsto dal PNIEC.

Proseguendo con la nostra analisi, **il secondo scenario**, che prevede il ritardo nel *phase-out* del carbone, porta a **un risparmio netto di gas pari a circa 11 bcm**, poiché la produzione rinnovabile addizionale non sostituirebbe quella a carbone. Tuttavia, questo scenario, oltre a essere contrario al percorso di decarbonizzazione attualmente tracciato dal PNIEC, è potenzialmente esposto ai rischi legati alle quotazioni delle emissioni di CO₂. Infatti, il mantenimento in Europa della produzione a carbone potrebbe condurre – in assenza di una modifica delle policy attuali in materia – a un aumento del costo della CO₂.

Pertanto, abbiamo cercato di comprendere gli effetti di un prezzo dei permessi di emissione di CO₂ che superi 70€/ton. Le nostre analisi evidenziano che, assumendo un prezzo del gas che in futuro (3-4 anni in avanti) riscendesse sui 40€/MWh e quello del carbone sui 14€/MWh basterebbe un prezzo della CO₂ pari a 100€/ton per far sì che la produzione degli impianti a carbone diventi meno competitiva sul mercato elettrico rispetto a quella degli impianti a gas in ciclo combinato. Viceversa, qualora il gas mantenesse prezzi elevati nell'intorno degli 80€/MWh

e il carbone a 40€/MWh, servirebbe un prezzo della CO₂ pari a 120€/ton per rendere il carbone meno competitivo del gas. Ciò determinerebbe una situazione in cui il mercato tenderebbe a favorire la produzione a gas rispetto al carbone con conseguente maggiore richiesta di gas naturale anche dalla Russia.

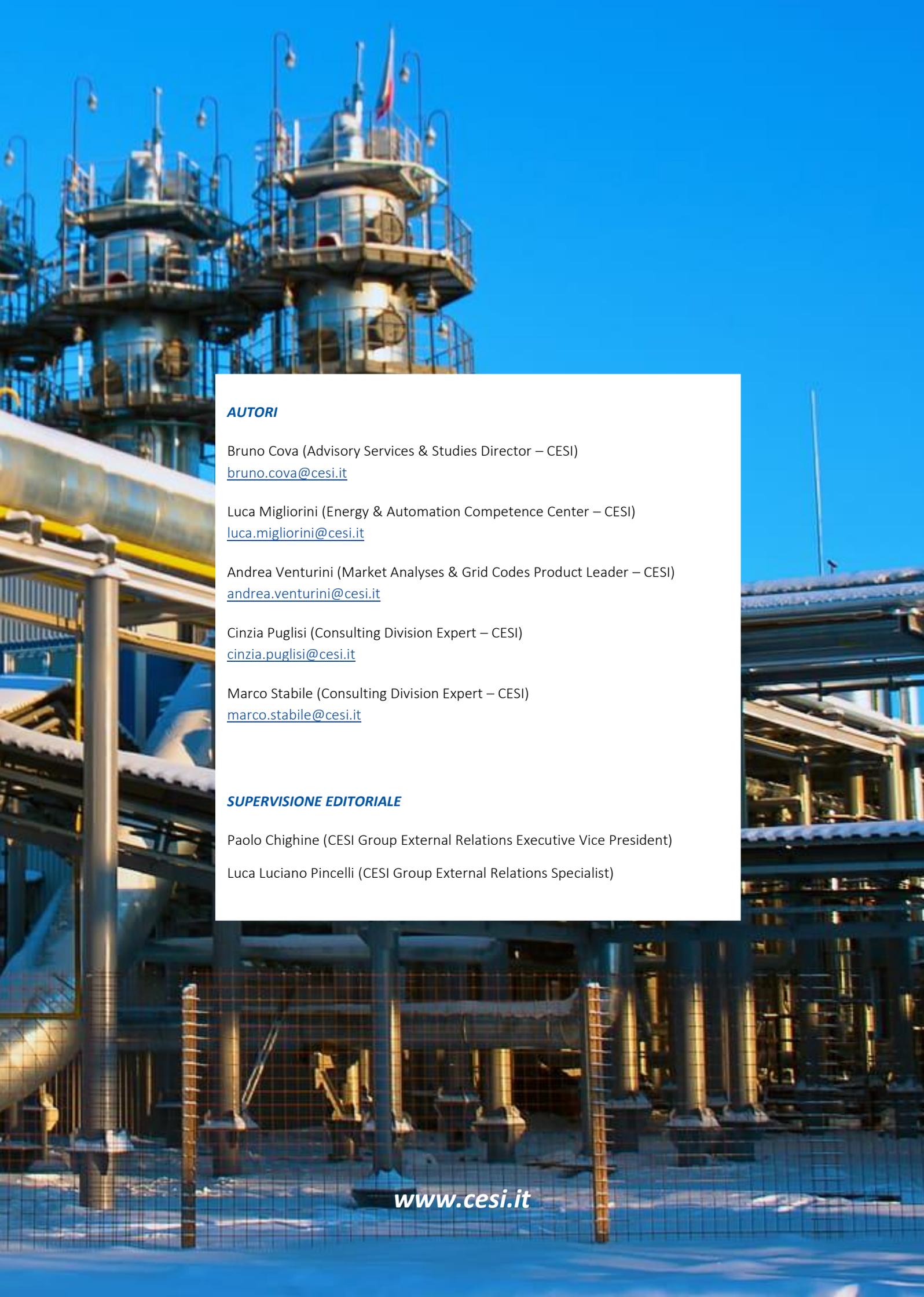
Ad esempio, nel **terzo scenario**, ipotizzando 40€/MWh di prezzo del gas e una CO₂ nell'intorno dei 100€/ton, il risparmio di gas si dimezzerebbe rispetto al secondo scenario, arrivando a soli **5,5 bcm** e a 8 bcm nel caso di CO₂ a 120 €/ton, con prezzi di carbone e gas elevati.

Conclusioni

Per concludere, 40 GW di rinnovabili aggiuntive potrebbero generare elettricità per circa **65 TWh**, che potrebbero corrispondere a circa 13 bcm di gas russo in meno (-44%). Tenendo conto del *phase-out* del carbone, di tutti i meccanismi di mercato e il taglio residuo di rinnovabili nonostante gli accumuli, il risparmio effettivo di gas si ridurrebbe a 9 bcm. Qualora, invece, il *phase-out* del carbone fosse rimandato, il risparmio di gas diverrebbe circa 11 bcm. In quest'ultima configurazione, tuttavia, si potrebbe determinare un effetto paradossale, qualora l'eccessivo ricorso al carbone in Europa determini un significativo aumento dei prezzi della CO₂ (ipotesi plausibile, in assenza di cambiamenti di policy sul ETS). Il mercato della generazione elettrica, infatti, privilegierebbe il consumo di gas a scapito del carbone, portando al dimezzamento del risparmio di gas naturale.

Per scongiurare un clamoroso "autogol" a favore della Russia, occorre quindi fare qualche considerazione finale sul **tetto al prezzo del gas** (*price cap*), al momento della scrittura di questo testo ancora in discussione in Europa. Si tratterebbe di una misura con reali benefici per i consumatori e, nel caso in cui il *price cap* venisse imposto al mercato all'ingrosso (*wholesale market*), la soluzione teoricamente più efficiente sarebbe quella di imporre un tetto nelle transazioni spot del gas (secondo l'indice TTF, il mercato olandese di riferimento per lo scambio del gas naturale, tra i più grandi e liquidi dell'Europa continentale).

La limitazione del prezzo si trasferirebbe, per i meccanismi di indicizzazione dei contratti di fornitura del gas, anche al mercato dell'elettricità attraverso una riduzione del prezzo marginale fissato dagli impianti CCGT a gas. Nell'attuare tale meccanismo, che certamente aiuterebbe a calmierare i prezzi sia del gas che dell'elettricità, occorre però tener conto di due fattori: la possibilità che parte dell'offerta si ritiri dal mercato TTF controbilanciando l'effetto di calmieramento dei prezzi e, soprattutto, il possibile andamento del prezzo della CO₂ legato all'ETS. Appare quindi utile, e forse persino necessario, coordinare l'introduzione del *price cap* sul gas con qualche possibile riforma temporanea delle policy relative al sistema ETS, al fine di ridurre il prezzo della CO₂, aiutando tra l'altro il settore manifatturiero europeo a contenere l'inflazione generata dall'aumento dei prezzi energetici.



AUTORI

Bruno Cova (Advisory Services & Studies Director – CESI)

bruno.cova@cesi.it

Luca Migliorini (Energy & Automation Competence Center – CESI)

luca.migliorini@cesi.it

Andrea Venturini (Market Analyses & Grid Codes Product Leader – CESI)

andrea.venturini@cesi.it

Cinzia Puglisi (Consulting Division Expert – CESI)

cinzia.puglisi@cesi.it

Marco Stabile (Consulting Division Expert – CESI)

marco.stabile@cesi.it

SUPERVISIONE EDITORIALE

Paolo Chighine (CESI Group External Relations Executive Vice President)

Luca Luciano Pincelli (CESI Group External Relations Specialist)