

ENERGY GOK RO TL UN DO



Anno V - n. 13
Febbraio 2020

Osservatorio
energia

REF4E

Indice

Abbiamo assistito raramente al concretizzarsi di una congiuntura di fattori bearish per i prezzi dei prodotti energetici come quella attuale. L'abbondante offerta di combustibili - a fronte di una domanda depressa da temperature superiori alla media - e la forte incertezza sulle possibilità di ripresa della crescita spingono i prezzi al ribasso. L'avvicinarsi della stagione estiva rende improbabile un ritorno al di sopra dei livelli medi stagionali nel secondo trimestre. È invece possibile un graduale recupero nella seconda parte dell'anno.

01

SCENARIO MACROECONOMICO

pag. 04

Il FMI stima che nel 2019 la crescita mondiale sia stata del +2.9%. Il rallentamento dal +3.6% del 2018 è imputabile alla guerra commerciale tra Stati Uniti e Cina e a fattori d'incertezza di natura geopolitica, quali la Brexit e la tensione tra Usa e Iran. La chiusura di un primo accordo tra Cina e Usa volto a evitare l'imposizione di nuovi dazi e alla ripresa del commercio e il delinearci di un processo di uscita del Regno Unito dall'Unione Europea dovrebbero rendere il quadro meno incerto e permettere la ripresa della crescita. La diffusione dell'epidemia di Coronavirus rappresenta tuttavia un significativo fattore di rischio. Nel caso in cui i tempi per un suo contenimento si dilatassero oltre il primo trimestre di quest'anno, l'impatto sulla crescita sarebbe significativo e fortemente deflattivo per materie prime e combustibili.

02

COMMODITIES

pag. 09

Il basso tasso di crescita dell'economia mondiale nel 2019 ha pesato sui prezzi di tutte le materie prime e, in particolare, dei combustibili. Petrolio e carbone hanno inoltre subito l'impatto di cambiamenti nella struttura dei mercati di riferimento e registrato flessioni significative. La crescita dell'offerta di petrolio, legata allo shale americano, ha portato a un sostanziale bilanciamento del peso della produzione OECD e OPEC. La reattività dei prezzi a variazioni dell'offerta mediorientale e nordafricana si è conseguentemente ridotta, come dimostrano i limitati recuperi messi a segno dopo l'attacco agli impianti sauditi e quello americano in Iran. Il prezzo del carbone in Europa ha risentito della forte riduzione della domanda legata alla crescita delle rinnovabili e allo switch a favore del gas. Il prezzo dei permessi di emissione della CO₂ beneficia invece della riduzione dell'offerta portata dalla Market Stability Reserve, con l'eliminazione del surplus strutturale di certificati e l'aspettativa di un progressivo riequilibrio del mercato che sostengono in prezzi.

03

OUTLOOK PER IL MERCATO GAS

pag. 15

Temperature superiori alla norma nei mesi invernali hanno depresso la domanda e, combinandosi con numerosi fattori ribassisti lato offerta, hanno spinto le quotazioni al ribasso. La diffusione in Cina dell'epidemia di Coronavirus e la conseguente incertezza sulla ripresa del tasso di crescita della domanda nel 2020 si sono innestate in questo quadro, fornendo ulteriore impulso alla tendenza ribassista in atto. L'abbondante offerta di GNL e gli alti livelli delle scorte rendono il rischio scarsità molto basso fino alla prossima stagione invernale, per cui ci aspettiamo che i prezzi al TTF non inizino a recuperare terreno prima del Q4-20. Lo scenario per i prezzi gas al PSV è a sua volta debole, con un prezzo reference per il 2020 che non arriva a 13 €/MWh. Se il prossimo anno i flussi in ingresso di GNL restassero in linea con quelli correnti ai massimi della capacità disponibile (come il quadro internazionale del mercato del GNL sembra indicare), con l'avvio delle importazioni tramite TAP, l'importazione di fonti flessibili dal Nord Europa verrebbe fortemente spiazzato, portando ad un restringimento dello spread PSV-TTF.

FOCUS. LA CINA È SEMPRE PIÙ PIVOTALE PER IL MERCATO ENERGETICO

pag. 24

04

OUTLOOK PER IL MERCATO ELETTRICO

pag. 29

Nel 2019 gli impianti a ciclo combinato sono risultati molto competitivi rispetto a quelli a carbone con efficienza media, grazie alla forte flessione dei prezzi gas, che sono rimasti al sotto del Coal Switching Price per buona parte dell'anno. Il PUN medio annuo ha quindi perso il 14% rispetto al 2018. Come nel caso del gas, i prezzi sono attesi in ulteriore flessione nel 2020 e in leggero recupero nel 2021. La scarsa idraulicità, la contrazione dei livelli di import e la riduzione della produzione a carbone hanno tuttavia portato a un significativo aumento della marginalità dei cicli combinati rispetto all'anno precedente (fino a 11.5 €/MWh di Clean Spark Spread). Questa è attesa in diminuzione sul 2020 e 2021 a causa della crescita della capacità di produzione rinnovabile e dall'espansione dei volumi importati, grazie alla nuova interconnessione del Montenegro (attiva da dicembre 2019) e al potenziamento del cavo con la Francia dal 2021.

FOCUS. ITALIA-MONTENEGRO, ALL'OPERA "IL PONTE ELETTRICO INVISIBILE"

pag. 38

APPENDICE 1. TABELLA DI SINTESI DEGLI SCENARI

pag. 43



01

Scenario macroeconomic

RALLENTA LA CRESCITA ITALIANA

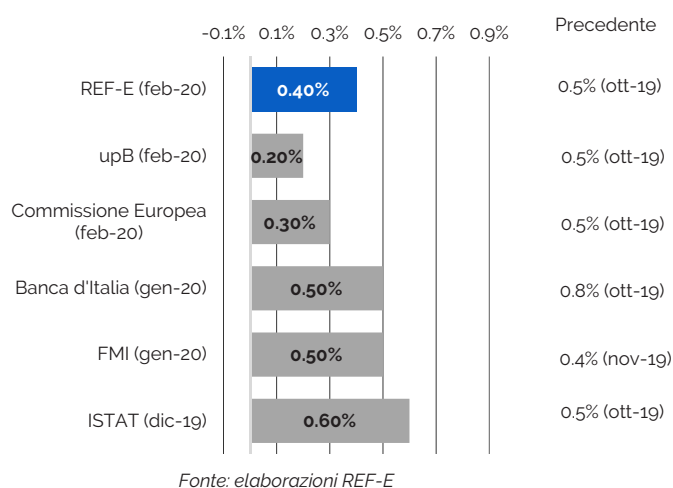
Secondo le ultime rilevazioni dell'ISTAT, la crescita dell'economia italiana nel 2019 è stata quasi nulla (+0.2%), con una chiusura d'anno particolarmente negativa: nel quarto trimestre 2019 il PIL italiano è decresciuto su base congiunturale dello 0.3%, in ragione di una contrazione diffusa a più settori e, in particolare, di quello industriale, delle costruzioni e dell'agricoltura. La contrazione del commercio globale ha indebolito la fiducia di imprese e famiglie, pesando sulle decisioni d'investimento e sui consumi. Il rallentamento della crescita è stato, in primo luogo, guidato dalla debolezza del comparto industriale, la cui produzione ha registrato in ogni mese, salvo febbraio, una riduzione rispetto al medesimo periodo nel 2018. Il settore industriale ha risentito anche delle difficoltà che hanno affrontato le economie straniere, in particolare tedesca.

La politica fiscale del governo, presentata nel Documento Economico e Finanziario di dicembre 2019, verte sul blocco del rialzo dell'IVA e sul supporto al potere d'acquisto delle famiglie tramite la revisione del sistema di tassazione e riduzione dell'IRPEF sui redditi da lavoro. L'effettiva pianificazione e realizzazione del taglio della tassazione sui redditi è ancora in elaborazione e il potenziale di spinta alla crescita risulta limitato. Si prevede infatti che il taglio possa essere attivato solo nella seconda parte dell'anno e, secondo le stime della Banca d'Italia, politiche fiscali di questa natura necessitano di un periodo di 1-2 anni per poter incidere significativamente sulla crescita dell'economia. In questo contesto è difficile ipotizzare una crescita superiore 0.4%. La stabilizzazione del quadro politico-amministrativo interno e la riduzione dei fattori d'incertezza di natura geo-politica internazionale potrebbero, invece, dare un seppur limitato slancio alla ripresa dell'economia italiana. È quindi possibile una lieve ripresa nel 2021, dove comunque non si prevede che la crescita possa superare l'1%, fermandosi molto

probabilmente attorno allo 0.7%. La ripresa dei consumi e il mantenimento di politiche monetarie accomodanti da parte della BCE supportano una leggera ripresa dell'inflazione, nonostante la discesa dei prezzi energetici: l'inflazione dovrebbe quindi attestarsi nel 2020 sul valore di 0.7% e crescere a 1.0% nel 2021.

Rilevanti fattori di incertezza in merito all'evoluzione del contesto politico-amministrativo locale, e in particolare alla stabilità del governo, nonché in relazione al quadro internazionale, quali la normalizzazione dei rapporti commerciali tra Stati Uniti e Cina e i tempi di contenimento del 2019-nCoV (il nuovo ceppo della famiglia dei Coronavirus, identificato per la prima volta a dicembre 2019, comunemente chiamato Coronavirus), possono influenzare in modo determinante l'andamento dell'economia mondiale nei prossimi mesi.

FIGURA 1.1. STIME DI CRESCITA DEL PIL ITALIANO NEL 2020 (% a/a)



ECONOMIE STRANIERE: CINA ANCORA PROTAGONISTA

Il 2019 ha visto un rallentamento della crescita mondiale, legato principalmente alla guerra commerciale tra Stati Uniti e Cina, e alla presenza di fattori d'incertezza geopolitica, in particolare riguardanti la risoluzione del processo di uscita del Regno Unito dall'Unione Europea (Brexit) e la

tensione tra Usa e Iran. Le ultime rilevazioni del Fondo Monetario Internazionale (FMI) indicano una crescita complessiva pari al 2.9% (in riduzione rispetto al +3.6% del 2018) che rappresenta il livello minimo dal 2010.

L'uscita formale del Regno Unito dall'Unione Europea, avvenuta il 31 gennaio 2020, ha messo fine all'incertezza che aveva caratterizzato il 2019 riguardo al suo esito e alla relativa tempistica. L'ipotesi di una *hard*-Brexit, ovvero di un'uscita del Regno Unito dalla UE senza un piano d'accordo, sembra scongiurata e la prospettiva di un piano di regolamentazione nella fase di transizione va a vantaggio delle imprese e dei cittadini che vogliono pianificare investimenti e spostamenti nelle due aree. L'intensità della disputa commerciale tra Stati Uniti e Cina si è inoltre ridotta. Nel gennaio 2020 è stato infatti raggiunto un primo accordo (denominato *Phase-one*) per una tregua volta a evitare l'imposizione di ulteriori dazi e/o restrizioni agli scambi commerciali tra i due paesi, che dovrebbe costituire la base per la ridefinizione di nuovi accordi. Una stabilizzazione dei rapporti commerciali tra le principali economie mondiali e la conseguente ripresa degli scambi agirebbe da stimolo anche per le economie terze e in particolar modo per quelle europee, tra cui quella italiana e quella tedesca.

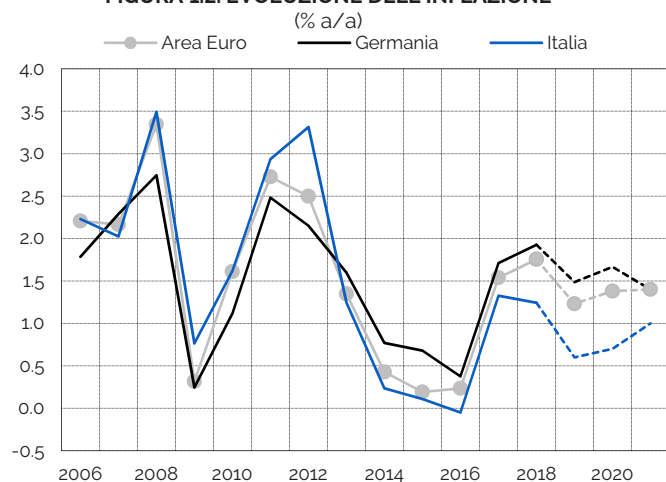
In questo contesto, il FMI stima che l'economia mondiale possa crescere del 3.3% nel 2020 e del 2.4% nel 2021; il commercio internazionale, dopo un anno di difficoltà, potrebbe riprendere slancio registrando una crescita del 2.9% nel 2020 e del 3.7% nel 2021.

Stati Uniti: Un ritorno a una fiscalità neutrale dopo anni di politiche espansive e la prospettiva di una politica monetaria neutrale rendono probabile un rallentamento della crescita nei prossimi anni. Dopo aver chiuso il 2019 con un'espansione del 2.3%, l'economia Usa si dovrebbe quindi attestare su un tasso di crescita pari al 2.0% nel 2020 e al 1.7% nel 2021.

Cina: La crescita cinese nel 2019 è stata indebolita dalla contrazione degli scambi internazionali innescata dalla guerra commerciale che ha visto il paese contrapporsi agli Stati Uniti e che ha avuto un impatto particolarmente negativo sulla produzione industriale. Le previsioni del FMI pubblicate a gennaio 2020 sono di una crescita del 6.1% nel 2019, che potrebbe rallentare nel 2020 al 6.0% al 5.8% nel 2021. Nonostante la ripresa dei negoziati commerciali con gli Stati Uniti e del commercio globale abbiano un effetto espansivo importante, fattori di debolezza interna, in particolare del sistema finanziario e i rischi legati all'impatto dell'epidemia di Coronavirus, non incorporati nelle previsioni del FMI per il 2020 e 2021, limitano le possibilità di accelerazione della crescita. Nel tentativo di arginare la diffusione della malattia, il governo cinese ha imposto la quarantena a oltre 50 milioni di residenti e molte imprese hanno deciso di chiudere le proprie fabbriche per evitare la diffusione del contagio tra i dipendenti. Secondo le stime di Oxford Economics, l'effetto economico dell'epidemia potrebbe essere particolarmente significativo e ridurre la crescita cinese nel 2020 dal 6% al 5.4%, con forte impatto sui prezzi delle materie prime e dei combustibili. Le limitazioni agli spostamenti da e verso la Cina e la contestuale contrazione dell'export verso la Cina potrebbero inoltre avere conseguenze particolarmente negative per l'economia italiana, colpendo i settori nevralgici del turismo e del lusso.

Area euro: L'Area euro ha chiuso il 2019 con una crescita del 1.2% nel 2019 (in rallentamento rispetto al 1.9% del 2018). Secondo le ultime rilevazioni degli uffici statistici nazionali, l'Area euro è cresciuta nell'ultimo trimestre 2019 dello 0.1% congiunturale, con la Germania che ha chiuso l'anno con una crescita congiunturale nulla, cui si è associata la contrazione delle economie di Italia (-0.3%) e Francia (-0.1%), che hanno risentito dell'andamento negativo del ciclo industriale e dei fattori d'instabilità interna. Le economie europee

FIGURA 1.2. EVOLUZIONE DELL'INFLAZIONE



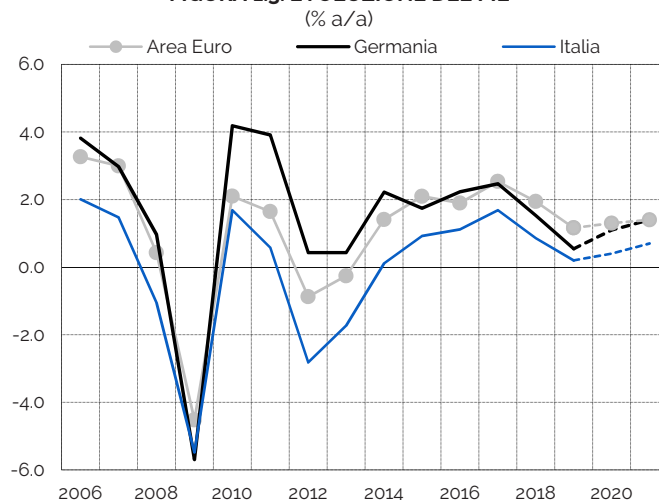
Fonte: IMF e previsioni REF-E e IMF (Ott 2019)

dovrebbero beneficiare nei prossimi anni della stabilizzazione del contesto geo-politico, derivante dalla risoluzione del processo della Brexit e dalle politiche economiche della nuova Commissione Europea, insediata il 1 dicembre 2019, e della ripresa degli scambi internazionali. La crescita complessiva dell'Area euro nel 2020 dovrebbe essere pari a 1.3% e 1.4% nel 2021. L'inflazione nel 2019 si è mantenuta su livelli particolarmente bassi e decisamente inferiori al *target* della BCE, pari al 2%. A ottobre l'indice tendenziale registrava il valore di 0.7%, inferiore all'inflazione di base in ragione all'andamento dei prodotti energivori, e in riduzione rispetto a gennaio (+1.4%).

POLITICHE MONETARIE E CAMBIO

Nel corso del 2019 il tasso di cambio €//\$ ha seguito un trend discendente che lo ha portato dai valori di inizio anno nell'intorno di 1.14 €//\$ a toccare quota 1.11 €//\$ a fine anno. Il rallentamento della crescita delle maggiori economie europee nell'ultimo quarto del 2019 ha spinto il tasso di cambio al di sotto di 1.10 €//\$ nelle prime settimane di febbraio. All'evidenza di un significativo rallentamento della crescita dell'economia dell'area euro si aggiunge a pesare sul cambio la forte incertezza generata dalla diffusione del Coronavirus che favorisce valute rifugio come il dollaro e lo yen a discapito

FIGURA 1.3. EVOLUZIONE DEL PIL



Fonti: IMF; previsioni REF-E e IMF

dell'euro.

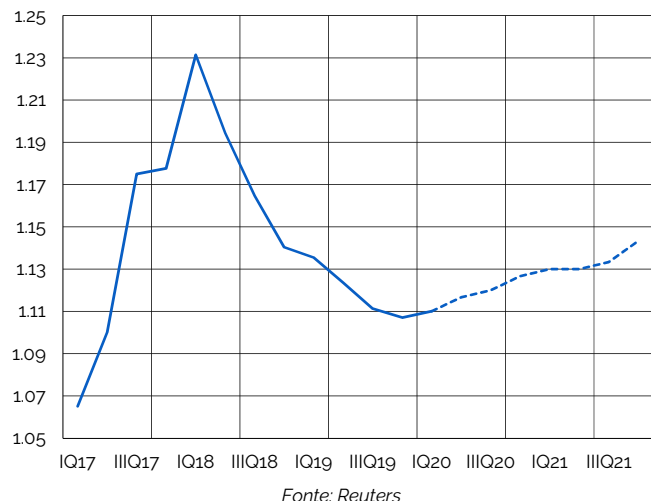
In uno scenario di contenimento dell'epidemia e di ripresa del commercio internazionale, a una crescita limitata nel primo trimestre dell'anno in corso per l'Europa, in ragione della ridotta ripresa degli scambi internazionale e, conseguentemente, degli investimenti e consumi, dovrebbero seguire dal secondo trimestre 2020 in avanti tassi di crescita positivi e crescenti. Nello stesso periodo, gli Stati Uniti dovrebbero invece rallentare, registrando nel 2020 e 2021 tassi di espansione inferiori a quelli del 2019.

Lo *choc* legato al Coronavirus e la pubblicazione di dati economici peggiori delle attese per il Q4-19 comportano una revisione al ribasso delle previsioni sul tasso di cambio, rispetto a quanto definito nell'*Energy Outlook* nr.12 di ottobre 2019. In particolare, nella prima parte del 2020, l'€//\$ potrebbe rimanere su valori inferiori a 1.12 €//\$.

L'aspettativa di un maggiore potenziale di crescita per l'economia europea a partire dal 2021 rispetto a quella statunitense dovrebbe comunque permettere un recupero dell'€//\$, con una media annua prevista a 1.13 €//\$ rispetto a 1.12 €//\$ atteso nel 2020.

Né la FED né la BCE hanno dato indicazioni forti circa le prossime mosse di politica monetaria.

FIGURA 1.4. EUR/USD: STORICO E PREVISIONE



Il presidente della FED ha recentemente dichiarato che i tassi di riferimento sono adeguati ai *target* della Banca centrale e che le prossime scelte saranno guidate dall'evidenza delle rilevazioni sullo stato

dell'economia. La BCE, pur mantenendo una linea di gestione coerente con quella precedente, si è dimostrata aperta al dibattito con gli altri membri del *board*, aprendo di fatto una fase interlocutoria e dando quindi spazio alla possibilità di una revisione della politica monetaria in senso meno espansivo. La BCE sta infatti monitorando i possibili effetti collaterali negativi di tassi d'interesse estremamente bassi sulla crescita. È stata inoltre recentemente prospettata la possibilità che la BCE riveda sia le modalità di calcolo che il proprio obiettivo per l'inflazione (attualmente fissato al 2% annuo).

Un eventuale cambiamento della politica monetaria della BCE in senso meno espansivo potrebbe risultare in un recupero del tasso di cambio €/€ più rapido di quanto prospettato nel nostro scenario base.



Commodities

PETROLIO: SI RIDUCE LA VOLATILITÀ

La recente evoluzione del mercato petrolifero è caratterizzata da una significativa riduzione della volatilità. La reazione dei prezzi alla serie di eventi con implicazioni rialziste potenzialmente forti che si sono verificati dallo scorso settembre a oggi è infatti stata modesta. Il basso tasso di crescita dell'economia mondiale nel 2019 e l'impatto negativo sulla domanda della tensione commerciale tra Stati Uniti e Cina hanno sicuramente contribuito a limitare le possibilità di recupero dei prezzi, ma il bilanciamento della produzione OPEC e di quella OECD è alla base di un cambiamento strutturale del mercato, iniziato circa vent'anni fa con la vendita della Mitchell Energy di George Mitchell, inventore della tecnica di scavo nota come *fracking*, alla Devon Energy.

Dopo l'attacco di settembre '19 ai campi sauditi, il mercato ha digerito:

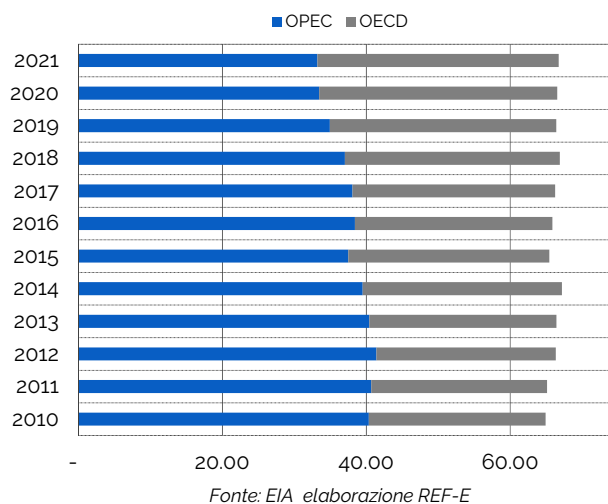
- un nuovo taglio delle quote OPEC pari a mezzo milione di barili al giorno (con un alto tasso di aderenza della maggior parte dei membri del cartello)
- l'attacco americano in Iran, la conseguente uccisione del generale Soleimani e la formazione di aspettative per un'*escalation* militare (rientrate dopo la moderata reazione dell'Iran)
- la chiusura di un primo accordo per la distensione della guerra tariffaria tra Stati Uniti e Cina
- il blocco del principale oleodotto libico
- (parziali) interruzioni della produzione in Iraq.

L'apprezzamento del Brent dal 13 settembre 2019 (venerdì precedente l'attacco con i droni in Arabia Saudita) al 15 gennaio (una settimana dopo l'attacco alle basi americane in Iraq da parte iraniana) è stata inferiore ai 4.0 \$/bbl, poco più del 6%.

La crescita dello *shale-oil* americano ha portato nel corso degli anni a un progressivo cambiamento della struttura del mercato che dal 2020 vedrà

sostanzialmente bilanciato il peso della produzione tra blocchi di paesi produttori, con il conseguente ridimensionamento della posizione dominante dell'OPEC. Dal 2010 in cui il peso della produzione OPEC su quella mondiale era superiore al 40% e quella OECD inferiore al 25%, si è passati nel 2018 a circa il 37% e per l'OECD il 30%. Nel 2019 l'OPEC ha pesato il 35% e l'OECD il 30%. Sebbene questo processo sia in atto da più di quindici anni, solo recentemente l'OECD ha guadagnato un peso sul mercato tale da poter almeno parzialmente compensare eventuali interruzioni o riduzioni dell'*output* OPEC. La frammentazione delle compagnie di estrazione Usa e la connessa forte elasticità dell'offerta al prezzo, con i piccoli produttori che tendono ad approfittare dei rialzi per aumentare l'offerta e bloccare il prezzo in vendita contribuisce inoltre a limitare l'estensione dei movimenti del mercato in fase di recupero.

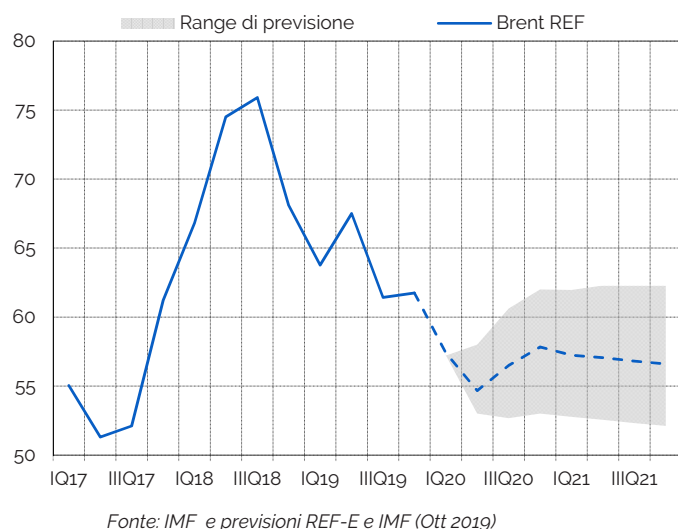
FIGURA 2.1. PRODUZIONE DI PETROLIO OPEC VERSO OECD (% sulla produzione mondiale)



In questo contesto la compattezza dell'OPEC e l'aderenza dimostrata alle quote di produzione stabilite a luglio, e riviste al ribasso a dicembre, sembrano ormai avere più l'effetto di limitare lo spazio al ribasso che quello di dare avvio a recuperi significativi dei prezzi.

L'aspettativa di un assestamento del mercato su livelli di volatilità inferiori a quelli medi storici comporta il restringimento della banda di prezzo delimitata tra scenario *high* e *low* a un'ampiezza media per il prossimo biennio di poco meno di 9.0 \$/bbl.

FIGURA 2.2. BRENT: STORICO E PREVISIONE (\$/bbl)



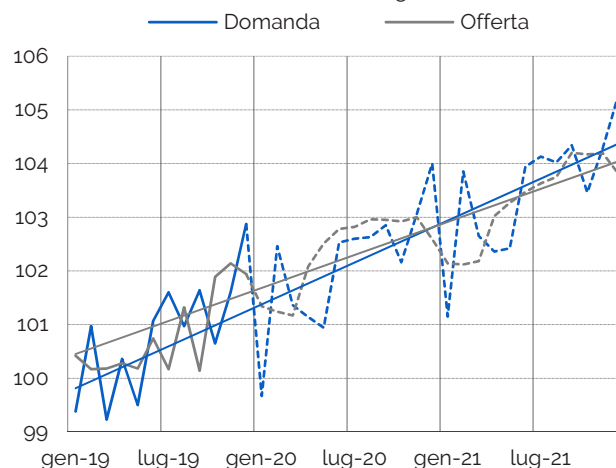
La contrazione della domanda di combustibile provocata dalla diffusione del Coronavirus sta diventando significativa, con i tempi di attesa delle petroliere fuori dai porti asiatici che arrivano a venti giorni e l'utilizzo della capacità di raffinazione nell'area che è passata da un tasso medio del 70% al 50%. Il prezzo nel primo semestre di quest'anno potrebbe quindi faticare a superare i 56 \$/bbl.

La nostra ipotesi base presuppone che il picco dell'epidemia si concretizzi entro un paio di mesi, che la successiva ripresa della crescita e degli scambi (favorita dal raggiungimento di un primo accordo commerciale tra Usa e Cina), supportata dal taglio delle quote di produzione da parte dell'OPEC, porti a una progressiva riduzione dell'eccesso d'offerta. Vista anche la persistenza di tensioni geopolitiche non trascurabile che potrebbero mettere a rischio interruzioni della produzione in Nordafrica e Medioriente, è possibile che a partire dai mesi estivi i prezzi riescano a

recuperare terreno, portandosi al di sopra dei 57 \$/bbl nella seconda metà dell'anno.

La previsione per il 2020 è di un prezzo medio nell'intorno dei 56.5 \$/bbl e per il 2021 di circa 57 \$/bbl, in linea con previsioni EIA di crescita dell'offerta a un tasso leggermente inferiore a quello della domanda e con un possibile ritorno di tensione a partire da inizio 2021.

FIGURA 2.3. DOMANDA E OFFERTA GLOBALE DI PETROLIO (mbg)



Lo scenario *low* prende in considerazione il rischio che la diffusione del Coronavirus si ripercuota sulla domanda in modo significativo (nel 2002 l'epidemia di SARS ha comportato una riduzione del traffico aereo e degli scambi che è risultata in una flessione dell'indice dei prezzi delle materie prime dell'ordine di circa il 5.5%), deprimendo le quotazioni nel primo e eventualmente nel secondo trimestre 2020 e dando avvio allo sviluppo di una nuova fase ribassista di medio termine.

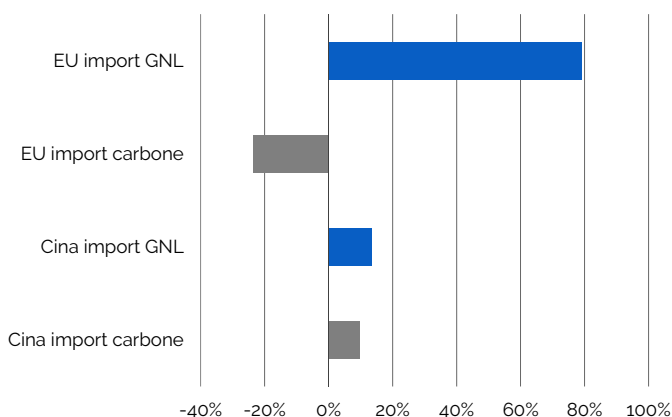
Lo scenario *high* contempla invece la possibilità di un aumento della tensione geopolitica e, in particolare, del rischio di *escalation* in Medioriente con conseguenti danni agli impianti iracheni e sauditi.

CARBONE: SI FERMA LA CADUTA?

Il 2019 si è chiuso in negativo per il prezzo del carbone europeo, su cui hanno pesato l'abbondante offerta di gas, soprattutto di GNL, e le politiche a sostegno delle fonti rinnovabili in combinazione con una contrazione record su scala globale della produzione termoelettrica a carbone. Si stima infatti una riduzione del 3%, pari a 300 TWh, imputabile a:

- forte riduzione della domanda EU (inclusa la Germania), Sud Corea e, in misura minore, Stati Uniti che non sono stati compensati da incrementi in altre parti del mondo
- un significativo cambiamento nel *mix* produttivo in India
- il rallentamento della crescita della generazione in Cina.

FIGURA 2.4. CARBONE E GNL 2019: VARIAZIONI % VOLUMI IMPORTATI EU

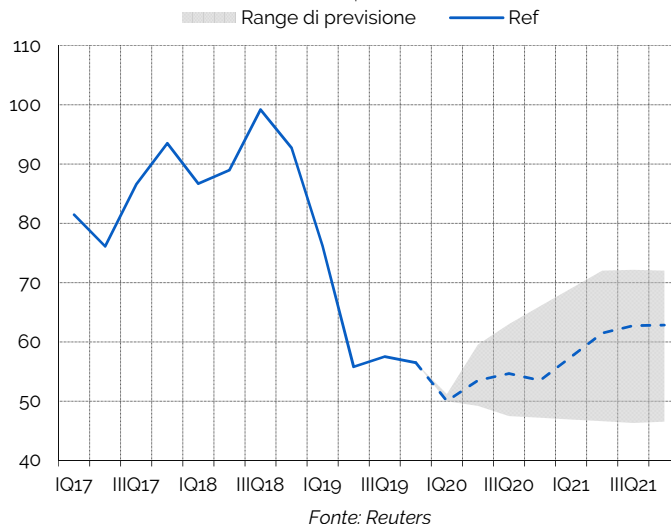


Fonte: Reuters ed elaborazioni REF-E

Il *Green New Deal* europeo (il piano ambientale dell'Unione Europea) che ambisce alla fissazione di un obiettivo di decarbonizzazione entro il 2050, il basso costo dell'energia da fonti rinnovabili e la discesa del prezzo del gas puntano alla permanenza del prezzo del carbone europeo su livelli inferiori ai 55 \$/ton nel 2020.

La domanda globale per il combustibile fossile da qui al 2024 dovrebbe stabilizzarsi, ma la contrazione

FIGURA 2.5. CARBONE: STORICO E PREVISIONE (\$/ton)

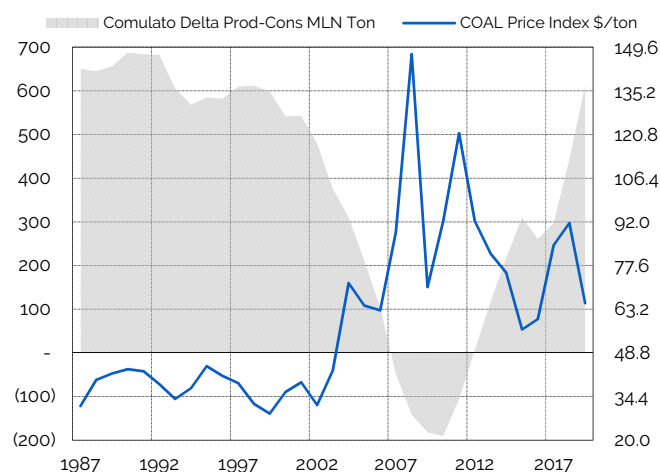


Fonte: Reuters

degli ultimi anni in presenza di una produzione che è rimasta costante ha portato a un progressivo accumulo di offerta in eccesso che nel breve termine limita lo spazio di recupero per i prezzi su scala globale.

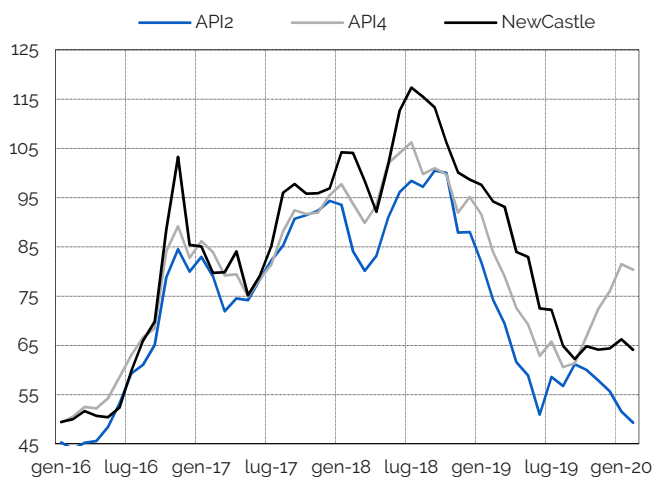
La richiesta in Asia (specialmente in India e in Cina) è attesa in ripresa nei prossimi anni ed è destinata a compensare la riduzione dei consumi in Europa e negli Stati Uniti. Il fatto che molte organizzazioni non governative (assicurazioni, istituti finanziari, fondi d'investimento) stiano prendendo le distanze da industrie ad alto utilizzo di carbone potrebbe nel lungo termine avere impatto anche

FIGURA 2.6. ANDAMENTO PREZZI CARBONE VERSO BILANCIO D-O



Fonte: Reuters

FIGURA 2.7. ANDAMENTO PREZZI CARBONE



Fonte: Reuters

sui consumi asiatici, ma nei prossimi anni è poco probabile che paesi come la Cina ne riducano significativamente l'utilizzo. I prezzi asiatici hanno ricominciato a crescere da fine 2019, sostenuti dalla ripresa della crescita della domanda cinese e indiana. Nonostante il *decoupling* da quelli europei, soprattutto in fasi di rialzo, un recupero dei primi limiterebbe comunque lo spazio in discesa per i secondi.

Coerentemente con l'ipotesi di una stabilizzazione dei consumi nel 2020 e di una loro ripresa (in linea con proiezioni di ripresa della crescita in Cina) a partire dal 2021, lo scenario di riferimento vede quindi il prezzo del carbone europeo assestarsi tra 56 e 52.5 \$/ton nel 2020 per poi cominciare a recuperare terreno nel 2021.

CO₂: LA MARKET STABILITY RESERVE SOSTIENE LE QUOTAZIONI

Nel 2019 il prezzo medio dell'ETS *future* Y+1 per la copertura delle immissioni di CO₂ è stato di 24.8 €/t con un apprezzamento prossimo al 180% rispetto al prezzo medio del 2018, pari a 15.9 €/t, grazie alla riduzione dell'offerta portata dal meccanismo della *Market Stability Reserve* (MSR) e a una conseguente contrazione dei volumi scambiati di oltre il 10%. L'MSR (in vigore dal 1/1/19) riduce ogni anno il

numero di certificati offerti in asta nella misura del 24% dell'eccesso di offerta che si stima si sia accumulato nel sistema.

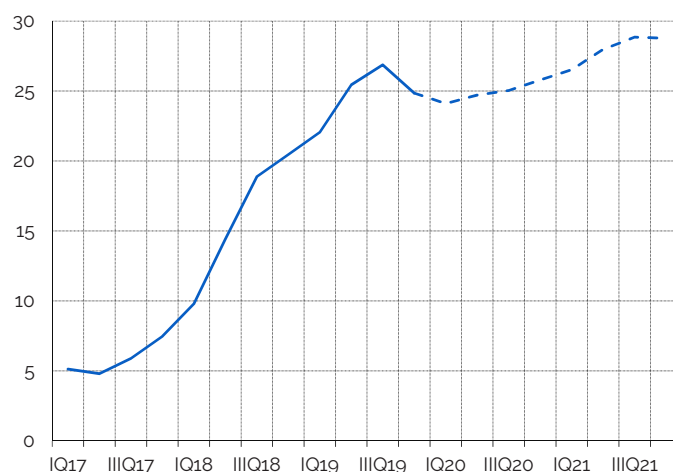
Nonostante la disponibilità di ETS sul mercato sia superiore 1.6 miliardi, il deficit di offerta generato dall'MTS nel 2019 e l'aspettativa di un'ulteriore riduzione dei volumi offerti ha permesso una stabilizzazione dei prezzi tra 25 €/ton e 20 €/ton.

L'eliminazione del surplus strutturale di certificati dovrebbe tendenzialmente ricollegare le dinamiche di prezzo ai fondamentali del mercato e, in particolare, all'evoluzione dello *switch* tra combustibili.

Il 2019 è stato il primo anno da quando esiste il sistema ETS in cui lo *switch* da carbone a gas è stato economicamente vantaggioso, grazie alla combinazione di un alto prezzo della CO₂ e di una discesa del prezzo del gas più significativa di quella del carbone.

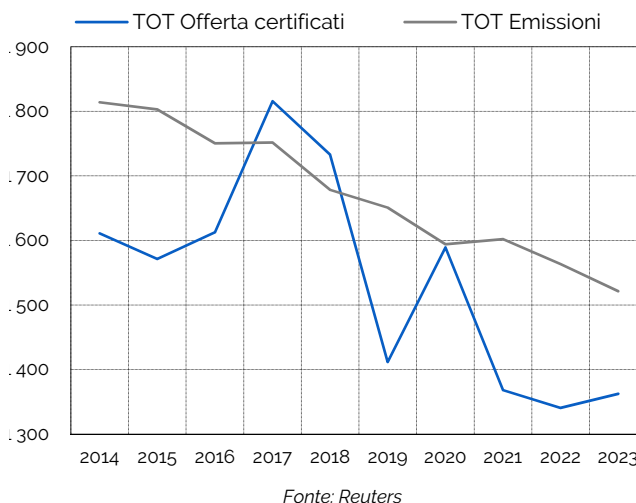
Lo *switch* comporta tuttavia una riduzione della domanda di CO₂ che, combinata all'eccesso di offerta sul mercato europeo del gas e il conseguente basso livello dei prezzi, almeno nella prima parte dell'anno, potrebbe fare temporaneamente abbassare le quotazioni della CO₂. L'efficacia dimostrata dal meccanismo della *Market Stability Reserve* incentiva strategie d'acquisto sui ribassi

FIGURA 2.8. PREZZO DEL CARBONIO EU ETS (€/t)



Fonte: Reuters e previsioni REF-E

(per accumulare titoli da utilizzare nella successiva fase di *compliance*) che contribuiscono a limitare le possibilità di discesa dei prezzi. Il graduale recupero del mercato del gas rappresenta d'altra parte una condizione chiave per la sostenibilità del prezzo della CO₂ in area 20-25 €/ton e per un successivo movimento verso il *target* di medio-lungo termine. L'imminente uscita del Regno Unito dall'Unione Europea e la recente accelerazione del processo di decarbonizzazione in Germania hanno un impatto potenzialmente ribassista rispettivamente nel breve e nel medio termine, che dovrebbe tuttavia venire compensato dal MSR e da eventuali successive misure che verrebbero plausibilmente messe in atto a supporto del sistema. L'eventuale effettiva implementazione del *new deal*, che ambisce a fissare entro fine anno un obiettivo di completa decarbonizzazione entro il 2050 e comporta la revisione in senso più stringente degli obiettivi intermedi (rinnovabili, efficienza energetica e riduzione delle emissioni di CO₂) al 2030, potrebbe invece dare nuova spinta alle aspettative rialziste. L'accordo che regola l'uscita del Regno Unito dalla UE dal 31 dicembre prevede la sua permanenza nell'ETS fino alla fine del 2020. Ciò comporterebbe l'immissione nel sistema dei certificati UK che erano stati tenuti in sospenso nel corso del 2019, quindi un aumento dell'offerta con impatto potenzialmente ribassista nel breve termine. Anche da questo punto di vista, l'aspettativa dell'entrata in azione del MSR limita tuttavia il rischio di una discesa del prezzo particolarmente significativa.

FIGURA 2.9. EU CO₂ - EMISSIONI E CERTIFICATI (Mt)

La Commissione governativa per l'ambiente ha approvato la proposta di uscita della Germania dal carbone entro il 2038. Tale decisione comporta il progressivo passaggio a fonti rinnovabili e gas (l'uscita dal nucleare è prevista entro il 2022).

La proposta della Commissione non è legalmente vincolante, ma è sostenuta da un'ampia maggioranza al Bundestag e la Grosse Koalition della Merkel tra democristiani e socialdemocratici dovrebbe accoglierla. L'uscita della Germania dal carbone comporterà una riduzione della domanda di EUA con effetto potenzialmente ribassista sui prezzi, per evitare il quale la stessa Commissione ha raccomandato al Governo tedesco di cancellare un numero significativo di EUAs dai volumi delle proprie aste.



03

Outlook per il mercato gas

PREZZO GAS AI MINIMI STORICI

Il recupero dei prezzi gas a fine estate scorsa, spinto da fattori di rischio quali l'incertezza sull'accordo Russia-Ucraina per il transito verso il sud Europa, la possibilità di interruzioni prolungate dei reattori nucleari francesi e l'attesa riduzione dei flussi dall'Algeria, si è esaurito con la formazione dei massimi relativi di novembre (mese che si è consuntivato a 16.3 €/MWh per il PSV e 14.4 €/MWh al TTF). Temperature stabilmente superiori alla norma nei mesi invernali hanno infatti depresso la domanda, combinandosi con numerosi fattori ribassisti lato offerta (il progresso delle trattative tra Russia e Ucraina, la successiva chiusura dell'accordo per il transito, flussi in entrata via pipe stabili, ampia disponibilità di GNL a basso costo e alti livelli delle scorte) e dando avvio a una brusca flessione delle quotazioni. La diffusione in Cina dell'epidemia di Coronavirus e la conseguente incertezza sulla ripresa del tasso di crescita della domanda asiatica (e mondiale) nel 2020 si sono innestate in questo quadro, fornendo ulteriore impulso alla tendenza ribassista in atto.

Il quadro dei fondamentali per il resto di quest'anno delinea un mercato lungo:

- la disponibilità di GNL per l'Europa resta abbondante, grazie alla crescita della produzione USA e all'incertezza circa la ripresa della crescita della domanda asiatica
- i flussi dalla Russia sono attesi stabili, in virtù di una politica di difesa delle quote di mercato
- il rinnovo dei contratti con l'Algeria, seppure su volumi inferiori a quelli del 2018, elimina l'incertezza sulle forniture dal nord Africa
- livelli degli stoccaggi europei a gennaio superiori del 34% alla media degli ultimi quattro anni
- la domanda attesa in linea con la media stagionale.

Nonostante la produzione europea stia subendo una significativa riduzione legata alla decisione

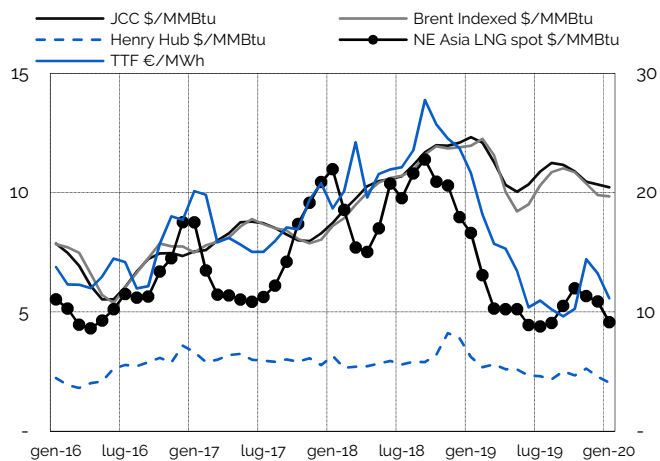
del governo olandese di accelerare i tempi di chiusura di Groningen (entro la prima metà del 2022), l'abbondante offerta di GNL e gli alti livelli delle scorte rendono il rischio scarsità molto basso sia per la fine della stagione invernale in corso che per l'inizio della prossima, oltre ad abbassare la richiesta per immissione in stoccaggio nel periodo estivo.

Rispetto al precedente *Energy Outlook*, i rischi lato offerta si sono significativamente ridotti, mentre si è contestualmente delineato un quadro di crescita della domanda asiatica incerto. Lo scarso utilizzo delle scorte nel corso dei mesi invernali legato a temperature miti amplifica inoltre l'eccesso di offerta presente sul mercato. In questo contesto ci aspettiamo quindi che i prezzi al TTF restino allineati a quelli del GNL *spot* anche nel Q2 e nel Q3-20, attestandosi in entrambi i trimestri al di sotto dei 10 €/MWh e che inizino a recuperare gradualmente terreno a partire dal Q4-20.

MERCATO LUNGO ALMENO FINO AL PROSSIMO INVERNO

Lo scenario per i prezzi gas al PSV è quindi a sua volta rivisto al ribasso rispetto a quello prevalente qualche mese fa, con un prezzo *reference* al PSV per il 2020 che non arriva a 13 €/MWh. Ci aspettiamo

FIGURA 3.1. ANDAMENTO STORICO DEI PREZZI GAS
(\$/MMBtu asse sx, €/MWh asse dx)



infatti che nei mesi estivi i prezzi restino nell'intorno dei 12 €/MWh e che le quotazioni recuperino terreno in autunno, senza comunque riuscire a oltrepassare la soglia dei 16 €/MWh.

Questo scenario, che porterebbe al prezzo medio annuale più basso dal 2016, quando il prezzo è stato di 15,7 €/MWh, è elaborato incamerando il proseguimento del movimento ribassista nel corso del Q1 - una risalita a breve è altamente improbabile dato il livello delle scorte - ma sposando una visione ottimistica sull'emergenza Coronavirus: se i timori di una diffusione sostenuta del contagio al di fuori della Cina dovessero rientrare a breve, con impatti non esponenziali nella Cina stessa, come i dati più recenti lasciano cautamente sperare, è possibile un ritorno di fiducia sulle potenzialità di ripresa della domanda sia asiatica che mondiale a sostengano del mercato, con un moderato recupero dei prezzi a partire dal Q2. Uno scenario in cui la diffusione del virus non venisse contenuta in tempi brevi e la domanda subisse una contrazione significativa per un periodo prolungato non può tuttavia essere escluso. In questo caso (scenario *low*) il prezzo italiano del gas, trainato dai prezzi europei e internazionali, potrebbe rimanere al di sotto degli 11 €/MWh, con estremi di ribasso nella stagione estiva e un prezzo al limite, se non al di sotto, dei

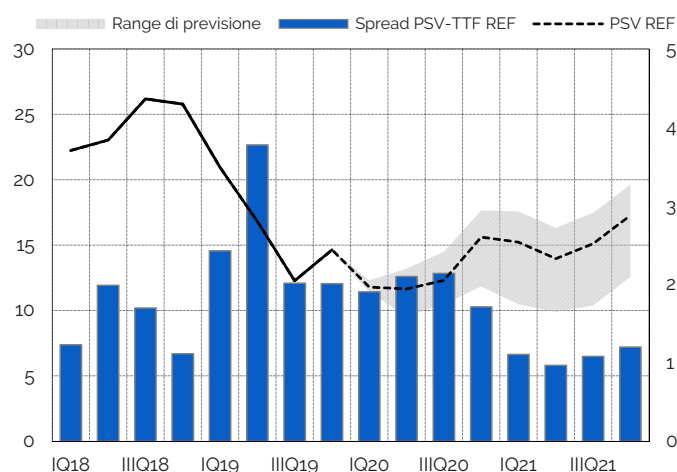
costi di produzione. Per il 2021, non si vedono motivi per non assumere la normalizzazione del quadro lato domanda, con temperature nella norma e la ripresa della crescita, mentre, come conseguenza dei bassi prezzi del 2020, diviene probabile un rallentamento della crescita della produzione di GNL legata a possibili ritardi nelle decisioni di investimento dovute alla contrazione dei margini di profitto. Il prezzo medio al PSV dovrebbe quindi riavvicinarsi a quello del 2019 attorno a 16 €/MWh a partire dai mesi invernali.

SPREAD VERSO LA CHIUSURA?

L'inizio dell'anno ha visto lo *spread* PSV-TTF chiudersi in contro tendenza stagionale, grazie alla disponibilità di GNL che ha spiazzato parte dell'import dal nord Europa,

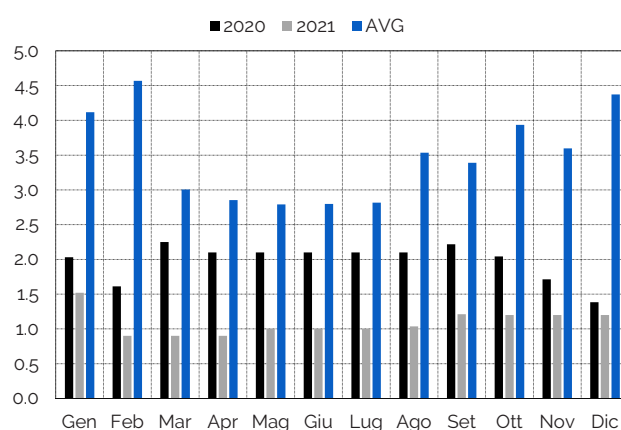
Nel corso dei mesi estivi del 2020, lo *spread* PSV-TTF potrebbe essere spinto da forze contrapposte. Lo stoccaggio italiano, essendo regolamentato, non ha avuto lo stesso andamento di quello europeo. Il livello di riempimento, la velocità con cui ha iniziato a svuotarsi e il livello minimo atteso a marzo-aprile sono quindi in linea con la media stagionale. Nonostante una domanda da immissione maggiore che nel resto d'Europa porti tendenzialmente a un aumento dell'import

FIGURA 3.2. PREZZI GAS NATURALE SUL PSV: RANGE E SPREAD AL TTF (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

FIGURA 3.3. SPREAD PSV-TTF ANDAMENTO MEDIO STAGIONALE E PROIEZIONI REF (€/MWh)

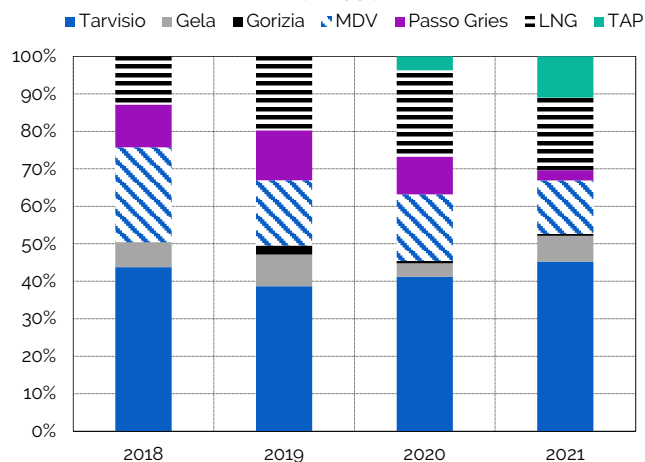


Fonte: Reuters

dal nord Europa e a una conseguente apertura dello *spread*, l'ampia disponibilità di GNL a basso costo potrebbe comunque limitare questo tipo di tensione, lasciando il differenziale di prezzo tra PSV e TTF al di sotto dei valori medi stagionali che si attestano nell'intorno dei 3 €/MWh. L'entrata in funzione del TAP (con flussi fino a 10 Bcm), prevista a ottobre, dovrebbe poi spingere verso un restringimento dello *spread* PSV-TTF legato a una riduzione dell'import da passo Gries.

Nell'ipotesi di una normalizzazione delle temperature medie invernali e della domanda e a parità di altre condizioni, nel 2021, i flussi in ingresso dal TAP potrebbero erodere la quota di import da passo Gries e compensare un'eventuale riduzione degli arrivi di GNL, comportando una stabilizzazione dello *spread* PSV-TTF al di sotto dei 2 €/MWh.

FIGURA 3.4. ITALIA: IMPORT GAS PER PUNTO DI INGRESSO

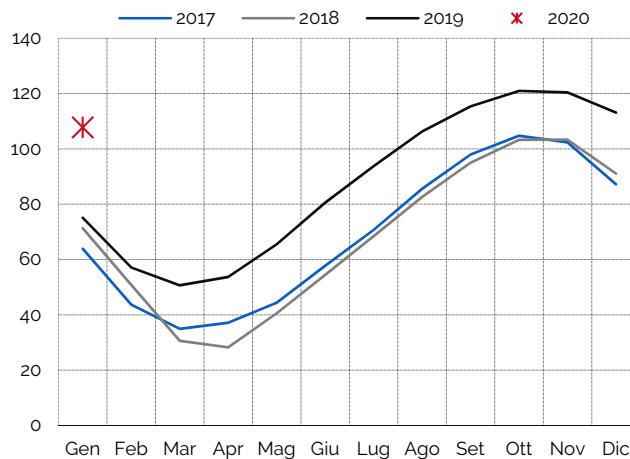


Fonte: Snam. Previsioni REF-E con modello EU-GaMe

STOCCAGGI EUROPEI SUI MASSIMI STORICI

All'avvio della stagione invernale i livelli di riempimento degli stoccaggi europei hanno toccato nuovi massimi storici (120.96 e 120.43 Gmc rispettivamente a ottobre e novembre), grazie a prezzi *spot* bassi e all'incertezza sull'accordo per il transito di gas russo in Ucraina che hanno incentivato l'iniezione.

FIGURA 3.5. SCORTE GAS EUROPA (Bcm)



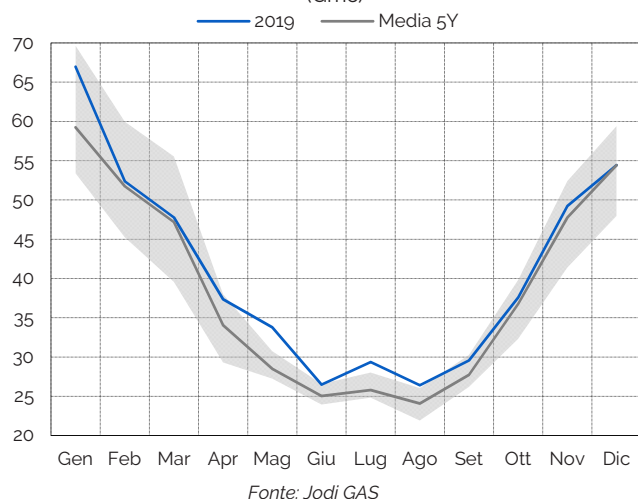
Fonte: Reuters

Come accennato sopra, la debolezza della domanda e la contestuale disponibilità di GNL a basso costo stanno inoltre rallentando il processo di svuotamento, con il livello rilevato nel mese di gennaio pari a 107.8 Gmc che è soltanto del 5% inferiore a quello di dicembre contro una riduzione media in questo periodo del 25%. La lentezza dello svuotamento rende alta la probabilità che si inizi la stagione di immissione con stoccaggi ancora parzialmente pieni e che la domanda estiva risulti ridimensionata rispetto a quella media storica.

DOMANDA DEBOLE NONOSTANTE IL TERMoeLETTRICO

Domanda europea in crescita nel 2019, ma le alte temperature deprimono i mesi invernali e lasciano gli stoccaggi su livelli di riempimento record.

Con riferimento all'anno solare appena chiuso, la domanda europea viene stimata a 491 Bcm (consuntivi gennaio-novembre + previsione dicembre), in crescita del 2.4% rispetto a quella del 2018 e superiore in tutti i mesi alla media degli ultimi cinque anni. I bassi livelli dei prezzi, in combinazione con la tenuta della CO₂, hanno infatti favorito i cicli combinati a gas, il cui contributo è passato dal 12% sul totale della produzione nel 2018 al 16% nel 2019, per poco meno di 440 TWh in

FIGURA 3.6. CONSUMI EUROPA - RANGE 5Y
(Gmc)

sostituzione di carbone e lignite che passando da poco meno di 540 TWh nel 2018 a circa 430 TWh nel 2019 hanno perso il 5% di quota di produzione sul totale europeo.

I dati consuntivi (disponibili fino a novembre 2019) mostrano tuttavia una riduzione dei consumi di gas a partire dallo scorso ottobre (86.8 Bcm per ottobre-novembre, -0,6% rispetto agli 87.3 Bcm dello stesso bimestre nel 2018). Con le temperature europee rimaste sopra la norma tra dicembre e gennaio, ci aspettiamo che i consumi siano rimasti bassi rispetto alla media stagionale anche in quest'ultimo periodo, coerentemente con quanto dimostra la permanenza degli stoccaggi su livelli

FIGURA 3.7. TEMPERATURE EUROPA (°C)

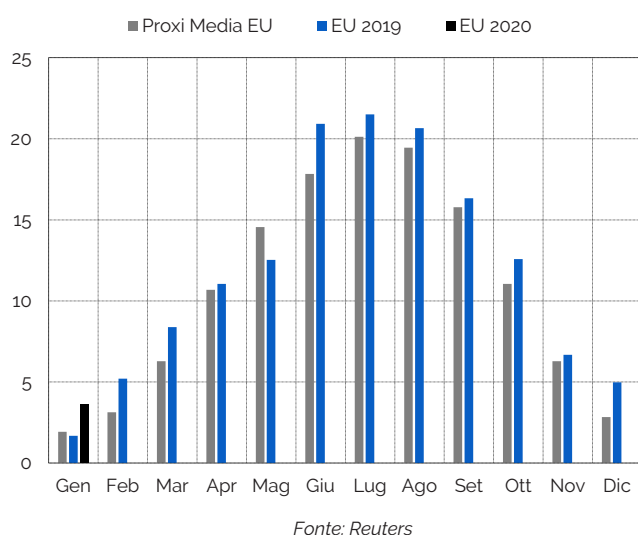


TABELLA 3.1. EVOLUZIONE DEI CONSUMI GAS IN ITALIA (Gmc)

Trimestre	Distribuzione	Industriale	Termoelettrico	Altro	Totale
Q1-2018	15,2	3,9	6,1	0,6	25,9
Q2-2018	4,1	3,5	4,5	0,4	12,5
Q3-2018	2,9	3,2	6,4	0,5	13,0
Q4-2018	10,1	3,7	6,4	0,6	20,7
2018	32,3	14,3	23,3	2,2	72,1
Q1-2019	14,2	3,8	6,7	0,7	25,5
Q2-2019	4,9	3,5	5,7	0,5	14,6
Q3-2019	2,9	3,2	7,2	0,4	13,7
Q4-2019	9,6	3,4	6,0	0,8	19,8
2019	31,6	13,9	25,7	2,4	73,6
Q1-2020*	14,4	3,9	5,7	0,7	24,7
Q2-2020*	4,1	3,7	4,9	0,5	13,1
Q3-2020*	2,9	3,5	6,4	0,5	13,2
Q4-2020*	10,9	4,0	6,5	0,7	22,1
2020*	32,2	15,0	23,6	2,3	73,1
Q1-2021*	14,5	4,1	6,2	0,6	25,5
Q2-2021*	4,0	3,7	5,0	0,5	13,2
Q3-2021*	2,9	3,5	6,5	0,5	13,4
Q4-2021*	10,6	4,0	6,6	0,6	21,8
2021*	31,9	15,4	24,3	2,3	73,9

* Previsioni

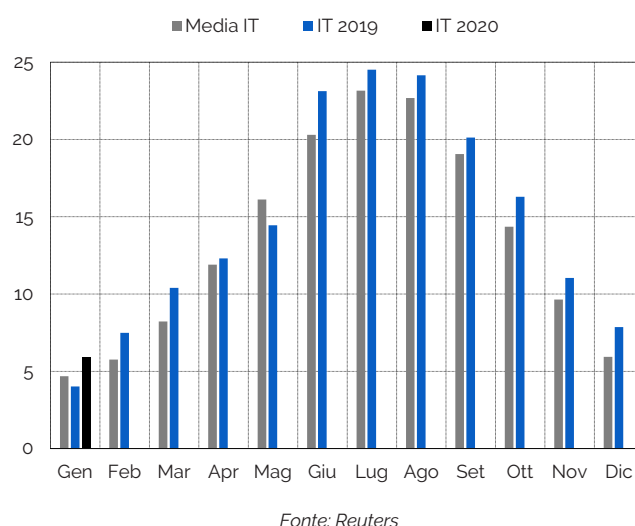
Fonte: dati storici Snam. Previsioni REF-E con modello EU-GaMe

prossimi al massimo riempimento.

Anche in Italia nel 2019 i consumi di gas naturale sono leggermente aumentati rispetto al 2018 (+2,0% per un totale di 73,8 miliardi di metri cubi). I maggiori consumi sono frutto di un aumento complessivo della domanda nel settore termoelettrico (+10,3%), mentre quello industriale e quello residenziale hanno fatto segnare delle riduzioni (-2,1% per entrambi i settori).

La domanda residenziale, 31,6 miliardi/mc nel 2019, è stata di 0,7 miliardi di metri cubi inferiore

FIGURA 3.8. TEMPERATURE ITALIA (°C)

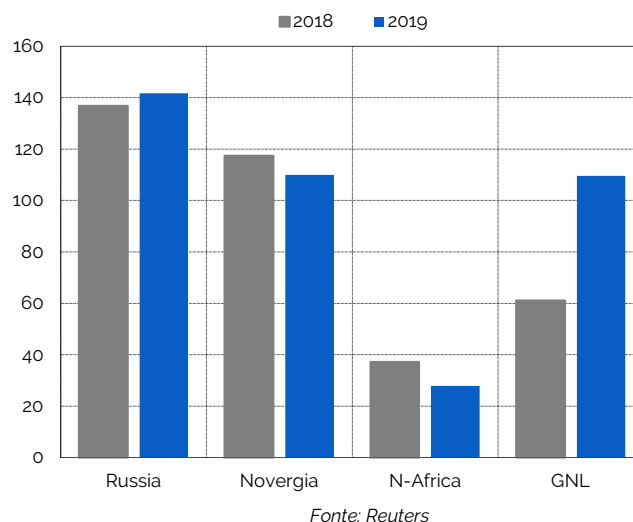


rispetto a quella del 2018, principalmente a causa delle temperature miti degli ultimi mesi dell'anno che hanno influito sui prelievi di gas ai fini di riscaldamento.

GNL A BASSO COSTO SPIAZZA LE IMPORTAZIONI VIA PIPELINE

La maggiore crescita della capacità di liquefazione rispetto alla domanda, su cui hanno pesato il rallentamento della Cina, un inverno caldo in tutto l'emisfero nord (la domanda cinese nel Q4-19 è stata di 23.6 Gcm, del 15% inferiore alla domanda attesa nello scenario base *Energy Outlook* n.12) e l'aumento della produzione elettrica nucleare sia in Giappone che in Corea del Sud, ha generato un eccesso di offerta che si è riversato sul mercato europeo e ha spinto le quotazioni al ribasso. Prezzi *spot* molto bassi (e decisamente inferiori rispetto ai prezzi dei contratti *long term* indicizzati al petrolio) hanno comportato un incremento delle importazioni di GNL in Europa nel 2019 rispetto al 2018 prossimo al 80% per un totale nell'anno di 109.5 Gmc. I maggiori incrementi si sono visti in Belgio, Grecia, Regno Unito e Paesi Bassi.

FIGURA 3.10. EUROPA: IMPORT GAS (Gmc)



Il maggiore contributo alla crescita dell'offerta di GNL viene dagli Stati Uniti. Nel 2019 i flussi Usa-Europa hanno raggiunto i 9,765 mcm, mettendo a segno un incremento prossimo al 200% rispetto al 2018. L'incremento dell'import di GNL ha più che compensato la riduzione degli arrivi via gasdotto, risultando in una crescita dell'import totale di gas in Europa del 10% rispetto al 2018, per un totale di 388.84 Gmc.

La riduzione degli arrivi via gasdotto (-4.1%), deriva da:

- la riduzione dei volumi norvegesi del 6.29% per un totale di 110 Gmc
- la forte contrazione delle importazioni dal Nord Africa (-25%) per un volume complessivo di 28 Gmc
- la moderata crescita degli arrivi dalla Russia (+3.5%) per un volume complessivo di 142 Gmc.

Il peso del gas liquefatto sull'import di gas totale è quindi passato al 30% dal 23% del 2018.

I prezzi agli *hub* sono rimasti quindi allineati ai prezzi *spot* del GNL, con il mercato ancora dominato dalla strategia russa di lasciare che il prezzo scenda in difesa delle quote di mercato e a scapito delle importazioni dai paesi che hanno minore flessibilità di prezzo (soprattutto Nord Africa).

FIGURA 3.9. EUROPA: IMPORT GNL (Bcm)

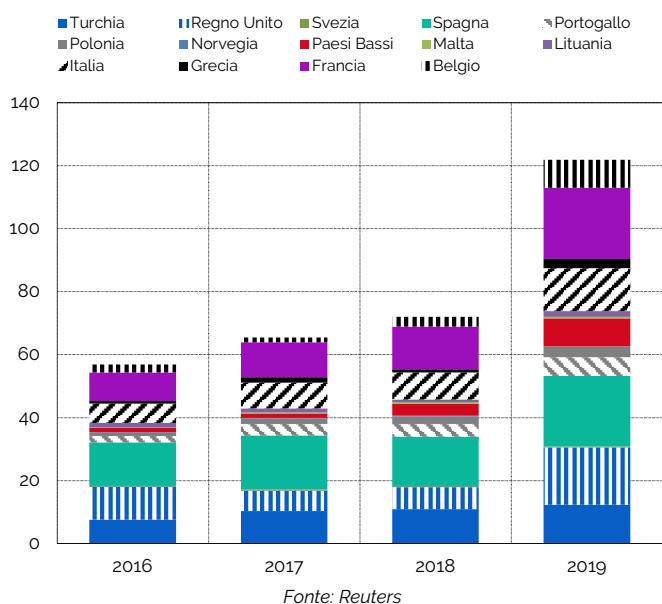
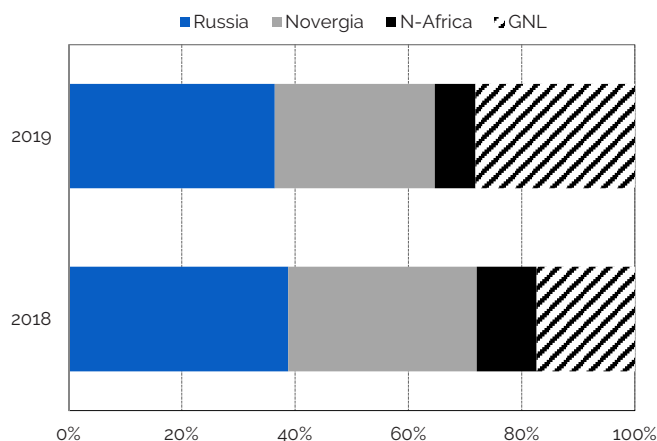
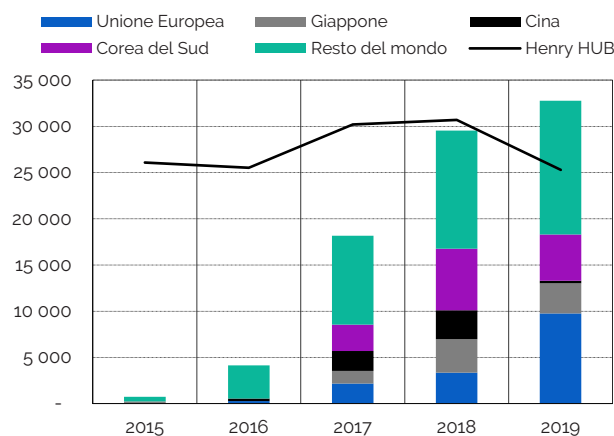
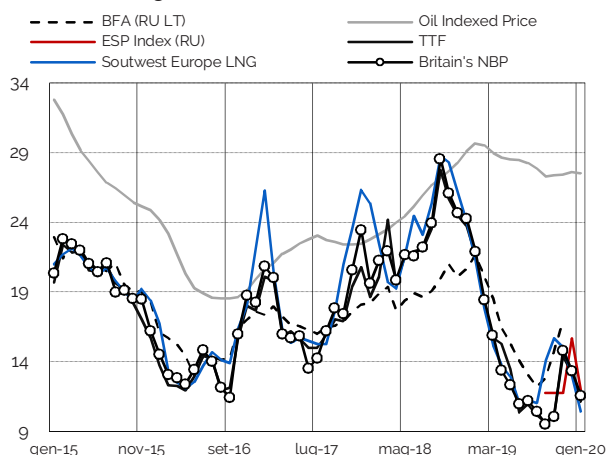


FIGURA 3.11. EUROPA: IMPORT GAS % PER PROVENIENZA SUL TOTALE


Fonte: Reuters

FIGURA 3.13. EXPORT USA PER DESTINAZIONE - PREZZI HENRY HUB (Mcm asse sx, \$/MMBtu asse dx)


Fonte: Reuters

FIGURA 3.12. PREZZI HUB - GNL /Oil Index LT


Fonte: Reuters

Il prezzo di riferimento medio 2019 per il GNL SE Europa è di 14.4 €/MWh, sostanzialmente in linea con il TTF (il cui consuntivo 2019 è pari a 13.6 €/MWh), inferiore del 40% rispetto al riferimento 2018. Il prezzo medio GNL NE Asia ha perso il 42% dal 2018, consuntivandosi a 16.8 €/MWh, mentre il riferimento medio 2019 per il prezzo indicizzato Oil è di 28.3 €/MWh.

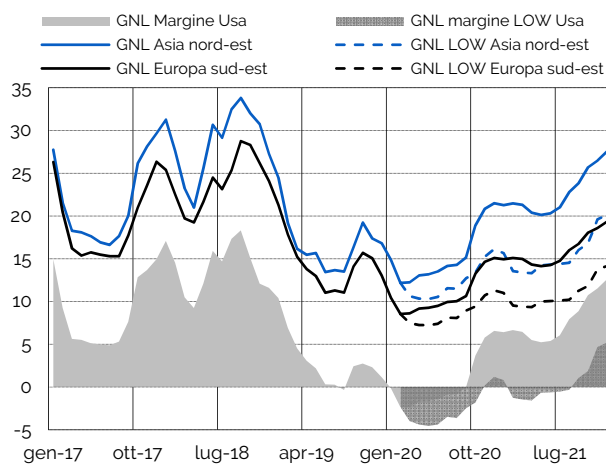
L'incremento dell'import europeo è riconducibile in larga parte a quello della disponibilità di GNL Usa. Le esportazioni dagli Stati Uniti verso l'Europa nel 2019 sono sostanzialmente triplicate rispetto al 2018, lasciando tuttavia inalterati i prezzi gas americani che dal 2015 oscillano tra 2.5 \$/MMBtu

e i 3.0 \$/MMBtu.

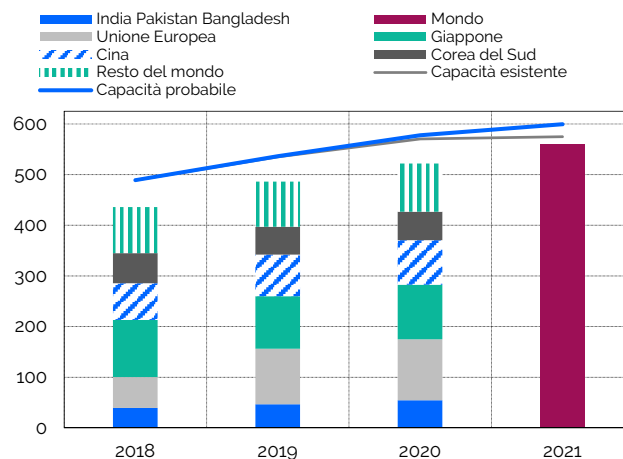
La crescita attesa dell'offerta di GNL è tale da mantenere il mercato globale lungo anche nel prossimo biennio, in ragione di una capacità di liquefazione superiore alla richiesta dei paesi importatori.

Nel 2020, la capacità di liquefazione globale aumenterà di ulteriori 22.8 Gmc/anno, principalmente grazie all'entrata in operatività dei treni degli impianti statunitensi di Cameron (T2, T3) e Freeport (T3), corrispondenti a una capacità complessiva di 18.9 Gmc/anno. Ulteriori investimenti in fase di approvazione potrebbero portare la capacità statunitense a raddoppiare nei prossimi anni, rendendo gli USA il primo esportatore mondiale, ma la recente contrazione della remunerazione dei produttori legata alla discesa dei prezzi, se protratta nel tempo, potrebbe comportare ritardi nell'approvazione delle FID e un conseguente rallentamento della crescita dell'offerta.

Indicativamente, la remunerazione dei produttori è data dalla differenza tra prezzo di vendita, costi di trasporto e costi di liquefazione. Avendo il GNL Usa come sbocchi principali il sud-est Europa e l'Asia nordorientale, la remunerazione per questi ultimi produttori si ottiene sottraendo dal massimo

FIGURA 3.14. REMUNERAZIONE DEI PRODUTTORI AMERICANI (€/MWh)

Fonte: Reuters

FIGURA 3.15. GNL: DOMANDA PER PAESE E CAPACITA' MONDIALE (Bcm)

Fonte: Reuters

tra il prezzo di riferimento per il sud-est Europa e quello per il nord-est Asia (al netto dei relativi costi di trasporto) i costi di liquefazione (circa 3\$/MMbtu, pari a circa 3 €/MWh al tasso di cambio di gennaio). Come mostrato nella **Figura 3.15**, la remunerazione così stimata si è significativamente assottigliata nel corso del 2019. Se quindi i prezzi si stabilizzassero sui livelli correnti o in loro prossimità, la remunerazione per i produttori americani potrebbe restare in territorio negativo per buona parte del 2020, disincentivando gli investimenti in nuovi progetti.

Un eventuale rallentamento delle FID non dovrebbe avere impatto sullo scenario 2020 essendo la maggior parte dei progetti già in essere e la capacità esistente sufficiente a soddisfare la domanda. In questo periodo i costi di trasporto vengono inoltre considerati irrecuperabili, essendo la maggior parte delle tratte già prenotata, e una parte delle vendite è coperta da prezzi a termine fissati su livelli superiori a quelli correnti.

Dal 2021 in avanti un rallentamento delle FID e della messa in opera dei progetti approvati potrebbe invece comportare una riduzione dell'eccesso di offerta abbastanza significativo.

Nel corso del 2019 molteplici progetti statunitensi (corrispondenti a 7 nuovi treni, per una capacità

complessiva di quasi 100 Gmc) hanno ricevuto l'approvazione da parte dell'Autorità statunitense (FERC), ma non la FID da parte degli investitori, mentre per il progetto d'espansione dell'impianto di Cameron (per una capacità di 10.80 Gmc) tramite l'innesto di due nuovi treni (T4, T5) è stata richiesta alla FERC la posticipazione dell'inizio attività al 2026 dal 2021 inizialmente concordato. Un eventuale ritardo sull'inizio dell'operatività del settimo treno dell'impianto Nigeria LNG e dei lavori di potenziamento di quelli esistenti (che potrebbero essere completati entro il 2024 e non nel 2022, come dichiarato in precedenza) potrebbe inoltre comportare un rallentamento della crescita dell'offerta mondiale.

L'espansione dell'impianto è infatti rilevante, in quanto contribuirebbe alla capacità globale per un valore di 10.27 Gmc/anno.

A partire dall'inverno 2021, il margine di copertura della domanda garantito dall'offerta degli impianti esistenti e di realizzazione certa tuttavia si assottiglia. In caso di inverni freddi e/o significative posticipazioni delle date di inizio attività dei nuovi impianti o, nel più lungo termine, di riduzione degli investimenti, il mercato del GNL potrebbe quindi tornare in tensione e portare a un rialzo dei prezzi.

Per la domanda di GNL nel prossimo biennio è

TABELLA 3.2. PROGETTI DI LIQUEFAZIONE IN ATTESA DI FID

Paese	Impianto	Entrata in esercizio	Capacità (Gmc/a)
USA	Gulf LNG	2021	14.9
Canada	Bear Head LNGPhase-1	2023	2.7
Canada	Woodfibre LNG	2023	2.8
Canada	Goldboro LNG	2023	13.5
USA	Texas LNG BrownsvilleT1	2023	2.7
USA	Freeport LNGT4	2023	6.8
USA	Plaquemines LNGPhase-1	2023	13.5
USA	Driftwood LNGExp	2023	14.9
USA	Port Arthur LNG	2023	14.9
USA	Driftwood LNGT1-2	2023	22.4
USA	Rio Grande	2023	36.5
Mozambico	Rovuma LNGT1-T2	2024	20.5
Nigeria	NLNGT7+expansion of existing trains	2024	10.3
Qatar	North Field Expansion	2024	44.6
USA	Texas LNG BrownsvilleT2	2025	2.7

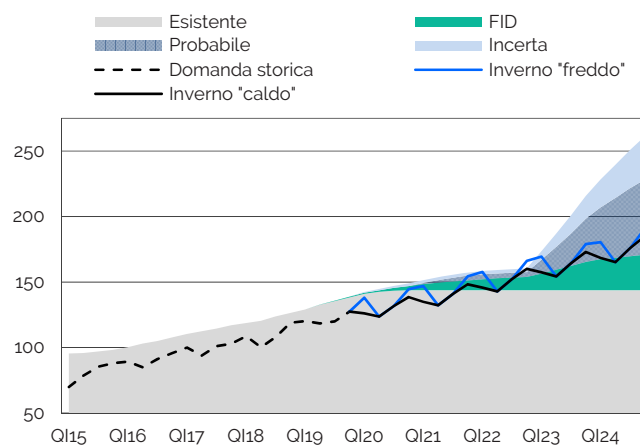
Fonte: elaborazioni REF-E

atteso un incremento nell'intorno del 7%, guidato da Cina e *spot* Europa.

L'Europa risulta favorita come destinazione per l'eccesso di offerta di GNL anche dalla presenza di un'ampia rete di trasporto, di stoccaggi e di capacità di rigassificazione non ancora sfruttata (nel 2019 è stata complessivamente del 53%, contro il 29% del 2018) rispetto a Corea del Sud e Giappone dove il prossimo ingresso nel parco di nuove centrali nucleari e a carbone limita la possibilità di crescita dell'import.

Il forte impatto negativo del Coronavirus sull'economia cinese e, per via indiretta, su quella mondiale comporta un rischio significativo in termini di rallentamento della crescita e di abbattimento della domanda di combustibili. La sua portata è legata al tempo che sarà necessario ad arginare l'epidemia. Vista la forte sensibilità del

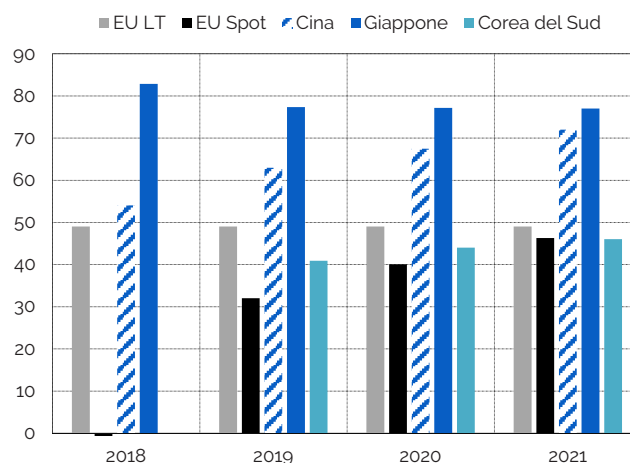
FIGURA 3.16. EVOLUZIONE DEL BILANCIO GLOBALE DI DOMANDA E OFFERTA DI GNL (Gmc)



Fonte: Reuters

mercato del GNL all'evoluzione della domanda asiatica, lo scenario proposto per il breve termine è quindi soggetto a un rischio di revisione al ribasso.

FIGURA 3.17. GNL: import (Mln Tons)



Fonte: Reuters

FOCUS. LA CINA È SEMPRE PIÙ PIVOTALE PER IL MERCATO ENERGETICO

L'andamento dell'economia e delle politiche energetiche cinesi, l'evoluzione della guerra tariffaria con gli Stati Uniti e il loro impatto sulla domanda energetica e sui flussi commerciali sono elementi chiave per la comprensione delle dinamiche dei prezzi del gas e del carbone sia su scala mondiale che europea.

IL BILANCIO ENERGETICO

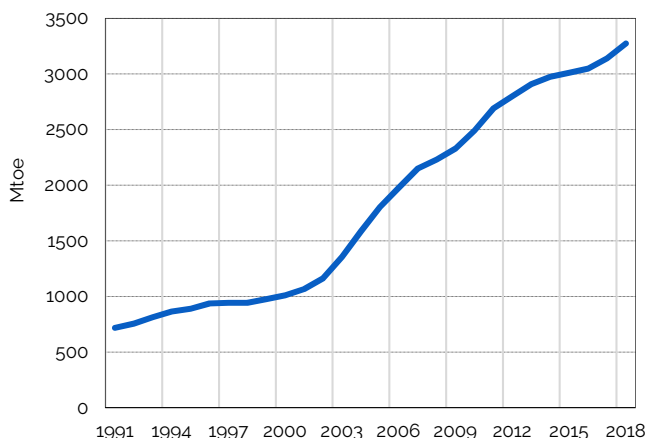
Negli ultimi trent'anni il consumo totale di energia primaria in Cina è cresciuto di circa 2500 Mtoe, passando da 718,6 Mtoe nel 1991 a 3273,5 Mtoe nel 2018 (+356%). Questa crescita è per lo più concentrata negli ultimi due decenni. Infatti, mentre tra il 1991 e il 2000 la crescita è stata solo di 292,3 Mtoe (+40%), tra il 2001 e il 2018 l'aumento del consumo è stato pari 2205,7 Mtoe (+207%). La **Figura 1** riporta l'andamento del consumo di energia in Cina. La crescita annuale del consumo pro-capite nel 2018 è stata del 3,9%, al di sopra del tasso di crescita medio annuo del 3,3% nel decennio precedente. Nonostante questo aumento, il consumo pro-capite cinese nel 2018 era ancora ben al di sotto di quello in Europa, in Medio Oriente, in Nord America e nei Paesi CIS, ma notevolmente superiore a quello medio dell'Asia Pacifica, dell'America Centrale e dell'Africa.

Nel 2018 la principale fonte di energia in Cina era il carbone che copriva circa il 58% del totale del consumo energetico del Paese. Una parte rilevante era coperta dal petrolio (20%), dal gas naturale (8%) e dalle fonti idroelettriche (8%), mentre le fonti rinnovabili e l'energia nucleare costituivano rispettivamente solo il 4% e il 2%.

La quota del consumo di energia cinese coperta da gas naturale (8%) nel 2018 era ben al di sotto della media mondiale del 24%. Tuttavia, nello stesso anno, la Cina è stata il terzo più grande consumatore di gas al mondo, dopo Stati Uniti e Russia. Il consumo di gas in Cina continua ad aumentare a tassi sostenuti. Il tasso di crescita del consumo di gas nel 2018 è stato del 17,7%. Tra il 2018 e il 2019 il consumo di gas è continuato a salire, ma nel 2019 il tasso di crescita ha subito un rallentamento rispetto alla media del periodo precedente ed è stato pari al 6,9%.

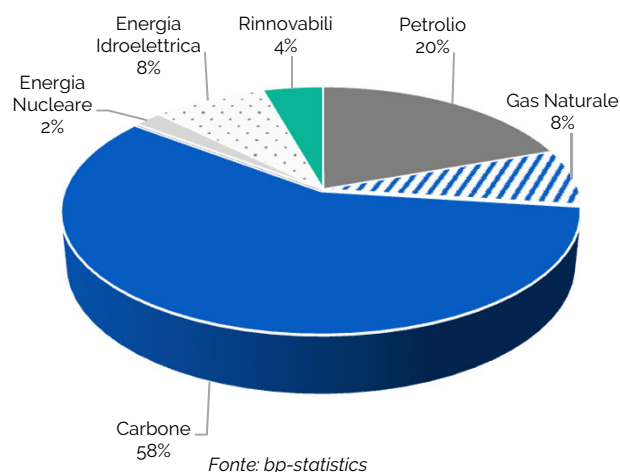
L'aumento del consumo di gas e della sua importanza nel *mix* delle fonti energetiche sono il risultato delle politiche energetiche del Governo cinese. Pechino ha investito notevoli risorse per la conversione delle infrastrutture di riscaldamento dal carbone al gas naturale e per l'ampliamento della rete di gasdotti interni, che nel 2019 contavano una lunghezza totale di oltre 75.000 km, allo scopo di

FIGURA 1. CONSUMO DI ENERGIA PRIMARIA IN CINA



Fonte: bp-statistics

FIGURA 2. MIX DELLE FONTI DI CONSUMO ENERGETICO IN CINA (2018)



Fonte: bp-statistics

migliorare la qualità dell'aria. Tra il 2017 e il 2018 già 7 milioni di famiglie sono state connesse alla rete di gasdotti ed è iniziata la conversione al gas delle reti di riscaldamento dei distretti, delle caldaie industriali e forni da costruzione.

Queste trasformazioni hanno portato a un rilevante aumento del consumo di gas nel 2017 e nel 2018, come riportato nei dati. La conversione delle infrastrutture da carbone a gas nel nord della Cina è stata affidata al MEP (Ministry of Environmental Protection), mentre la gestione dell'offerta di gas e dello sviluppo delle relative infrastrutture era sotto il controllo della National Energy Administration e di un numero di imprese nazionali. Il mancato coordinamento tra i due gruppi e l'inaspettato successo del programma di conversione ha portato a degli episodi di carenza di gas nel nord della Cina.

Fonti di approvvigionamento di gas

Il gas naturale cinese proviene da tre fonti distinte: la produzione domestica, l'importazione tramite gasdotti e l'importazione di GNL. Originariamente il gas prodotto internamente costituiva la fonte principale del gas consumato in Cina, ma, vista la sua incapacità nel soddisfare la richiesta interna del Paese, l'importanza delle fonti alternative sta aumentando, grazie anche agli investimenti del Governo cinese volti all'incremento della capacità di importazione.

Nel 2018 il 57% del gas consumato in Cina proveniva dalla produzione interna (151,5 bcm), con l'import di GNL e via gasdotti che coprivano rispettivamente il 21% e il 17%. Nello stesso anno la Cina ha importato circa 47,9 bcm attraverso

due sistemi di gasdotti: il primo permette l'importazione del gas dall'Asia Centrale e, in particolare, dal Turkmenistan, dal Kazakhstan e dall'Uzbekistan (Indicati in figura con "Central Asia-Cina (A,B,C)"); il secondo collega invece la Cina al Myanmar. Ma dal 2 dicembre 2019 anche "Power of Siberia", il gasdotto che connette i giacimenti siberiani di Chayandinskoye alla Cina, è entrato in funzione e dovrebbe mitigare i problemi di scarsità di offerta sopraggiunti negli anni precedenti.

"Power of Siberia" è nato da un accordo concluso nel 2014 tra Gazprom e China National Petroleum Corporation (CNPC) e garantisce alla Cina l'importazione di 38 Bcm all'anno per 30 anni a partire dalla sua entrata in funzione. Attualmente il gasdotto è lungo 2,200 km, ma l'accordo ne prevede un prolungamento di 800 km per raggiungere i giacimenti russi di Kovyktinskoye entro il 2022, e una successiva ulteriore espansione della capacità di trasmissione tra Chayandinskoye e

FIGURA 3. IMPORTAZIONI VIA GASDOTTO IN CINA (STORICO 2018 E POWER OF SIBERIA)

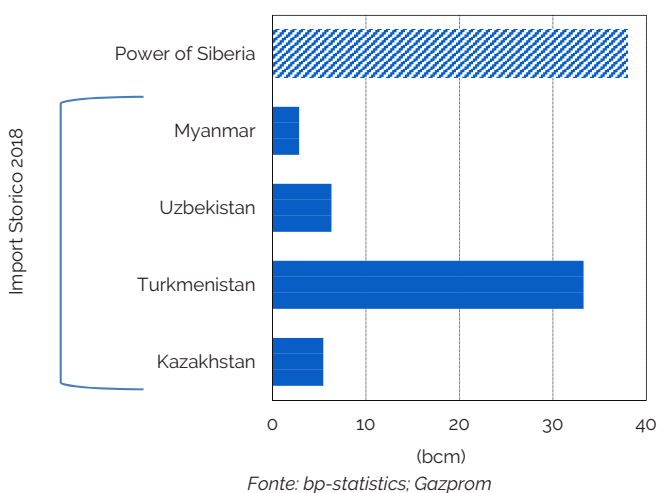
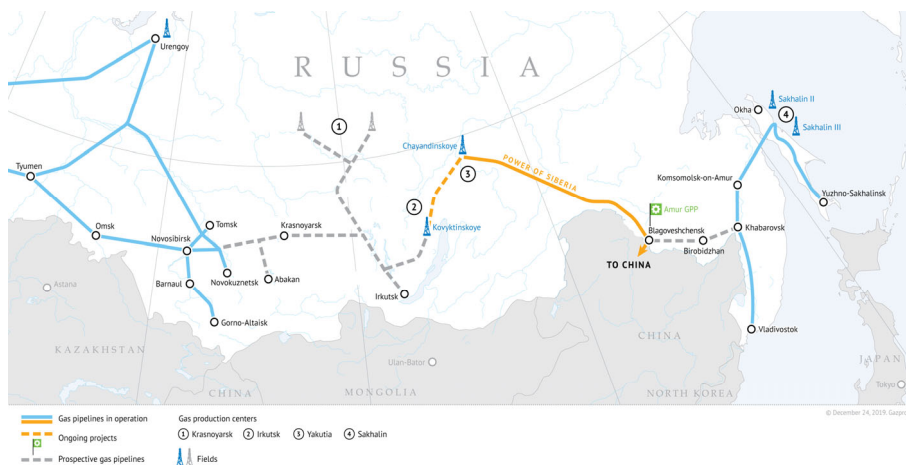


FIGURA 4. MAPPA RETE GASDOTTI CINA (2018)



FIGURA 5. MAPPA GASDOTTO POWER OF SIBERIA (2019)



Fonte: Gazprom

Blangovenshchensk, la città russa sul confine con la Cina, da cui partono le tubature che importano il gas in Cina.

Si sta inoltre considerando la possibilità di ampliare ulteriormente la capacità di importazione della Cina via gasdotto con la creazione di una quarta linea che colleghi l'Asia Centrale alla Cina (nella figura indicato come "Central Asia-China D") e un secondo gasdotto tra Russia e Cina a

ovest che si aggiungerebbe a quello recentemente entrato in funzione (nella figura indicato come "Russia-China West").

Fino a ora il gas importato sotto forma di GNL ha rappresentato la maggioranza delle importazioni di gas della Cina. Le importazioni di GNL sono aumentate di circa il 45% nel 2017 e del 40% nel 2018, raggiungendo un totale di 73,5 Bcm importati tramite una ventina di terminali di liquefazione nel 2018 (su un totale di 121,3 Bcm di gas importati nel 2018 dalla Cina). Questo andamento ha portato a uno sfruttamento quasi totale della capacità di rigassificazione installata, che dovrebbe comunque crescere nei prossimi anni.

Prospettive future: evoluzione del *mix* produttivo, crescita della domanda e politiche energetiche

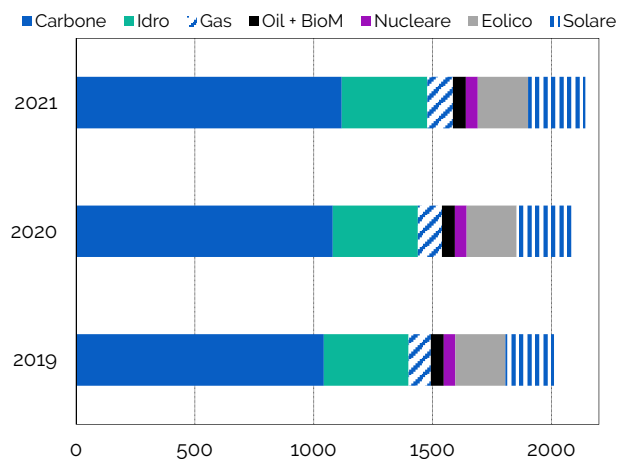
La ripresa della crescita, prevedibile secondo gli indicatori macroeconomici ma su cui pesa l'incertezza legata all'impatto sull'economia del Coronavirus, e un ritorno delle temperature e dei consumi nella media stagionale dovrebbero rafforzare la domanda di combustibili, ma l'evoluzione del *mix* produttivo cinese e, in particolare, come varierà il peso della quota di termoelettrico a carbone, rappresenta una delle incognite chiave per lo scenario asiatico e, a cascata, per quello mondiale, assieme alla valutazione dell'impatto della chiusura del primo accordo per una soluzione della guerra commerciale con gli Stati Uniti.

Il settore termoelettrico: il peso relativo di carbone e gas nel *mix* produttivo

Stando alla CNPC (China Petroleum Corporation, considerata una voce rappresentativa della visione del settore dei combustibili fossili cinese sul futuro energetico del paese) il contributo del carbone al *mix* produttivo non scenderà al di sotto di un terzo, nonostante la crescita della domanda di gas (610 Bcm/a nel 2025). Il carbone rappresenta infatti ancora la fonte più economica e tecnicamente praticabile (vista l'insufficienza della rete di distribuzione del gas). Il carbone rappresenta inoltre:

- un'importante fonte di introito fiscale

FIGURA 6. EVOLUZIONE PARCO CINA (Gw)



Fonte: elaborazioni REF-E

- un motore per la crescita
- una via per limitare la dipendenza dall'import.

L'obiettivo di un *mix* con il carbone al 30-35% entro il 2040 riportato dal China Energy Portal potrebbe essere quindi difficile da raggiungere. Nel breve termine il termoelettrico a carbone mantiene un ruolo preponderante, rappresentando oltre il 50% del parco, con il governo cinese che ha recentemente aperto la strada alla riapertura di numerose miniere (coerentemente con gli obiettivi dichiarati d'indipendenza energetica e di elettrificazione a basso costo) e progetti per 226 GW di nuove centrali a carbone.

Fase 1: tregua sui dazi con gli Stati Uniti

L'impatto sulla domanda di energia e sui flussi commerciali ha dominato gli scenari nel 2019. In particolare, per quanto riguarda il mercato energetico, l'imposizione di dazi da parte della Cina su petrolio e gas di provenienza americana ha comportato una significativa riduzione dell'import, con i flussi di GNL Usa-Cina che sono passati da quasi 3,200 Mcm nel 2018 a 273 Mcm nel 2019.

La tregua firmata a inizio gennaio (il cui testo non è stato reso pubblico e denominata Fase 1) prevede che non vengano imposti nuovi dazi e impegna la Cina ad acquistare 200 miliardi di merci e servizi Usa, di cui 52.4 in prodotti energetici (di fatto petrolio e gas, di cui 27.6 miliardi nel 2020 e 43 nel 2021).

L'obiettivo è estremamente ambizioso in termini di valore degli acquisti in prodotti energetici

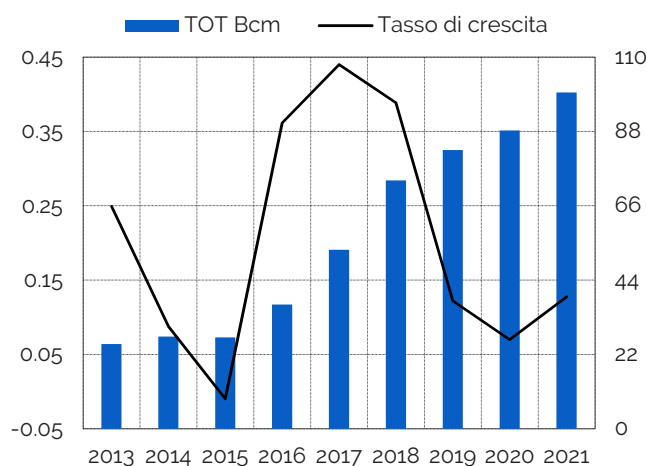
è molto ambizioso. Il picco dell'import cinese di GNL si è registrato nel 2018 ed è stato pari a 73.5 Bcm, di cui soltanto 3.2 Bcm di provenienza Usa. Se il *trend* di crescita dell'import di GNL riprendesse (coerentemente con l'obiettivo di un raddoppio dei flussi entro il 2025) e la quota americana salisse al 50%, ai prezzi correnti (l'Henry Hub Spot quota circa 2 \$/MMBtu) il controvalore dell'import nel 2020 sarebbe poco superiore ai 3 miliardi di dollari, mentre il contributo dell'import di petrolio sotto le stesse ipotesi sarebbe di circa 4 miliardi, per un totale inferiore ai 10 miliardi di dollari.

La crescita dell'import in energia è inoltre soggetta a restrizioni legate a:

- competitività dei prezzi: il vicepremier cinese Liu He ha sottolineato che le decisioni sugli acquisti di materie prime e sulla loro tempistica verranno prese in base a criteri di mercato e a considerazioni di opportunità commerciale
- contestuale rispetto degli obiettivi di mantenimento di un grado significativo di indipendenza dalle forniture energetiche estere.

Lo spostamento delle priorità di Beijing sulla sicurezza energetica e sulla crescita economica ha inoltre portato con sé l'introduzione di obiettivi di conversione da carbone a gas più laschi, con incentivi alla riapertura delle miniere, all'utilizzo di risorse interne e alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento. L'apertura a inizio dicembre del gasdotto Power of Siberia si inserisce in questo contesto e contribuisce a limitare lo spazio di crescita della domanda di GNL.

FIGURA 7. TREND CRESCITA IMPORT GNL CINA



Fonte: Oxford Energy, Reuters - Elaborazione REF-E

Il rallentamento della crescita della domanda di GNL

In questo contesto, lo spazio per un'ulteriore significativa crescita della domanda di GNL appare limitato. La stima del CNPC di un incremento di 130 bcm tra il 2018 e il 2024 è più conservativa di quella dell'IEA che nel report annuale sul mercato del gas 2019 vede l'incremento della domanda cinese di gas nello stesso periodo attorno a 165 Bcm. Nonostante la dipendenza della Cina dal gas importato sia destinata ad aumentare, il tasso di crescita delle importazioni nel 2020 sarà attorno al 7%, in ulteriore rallentamento rispetto al 12.2% del 2019, livello su cui dovrebbe tornare nel 2021. La *call* sul GNL è nell'intorno dei 90 Bcm/a nel 2020 (sotto l'ipotesi di consumi in crescita del 8% in rallentamento dal 17.7% del 2018 e visto l'aumento dell'import via pipeline), e di poco meno di 100 Bcm/a nel 2021.

Nel breve termine, all'incertezza sulle prospettive di ripresa della crescita economica si aggiunge quella legata alle decisioni su import e costi di trasporto che verranno prese dal nuovo operatore nazionale di trasmissione energetica.

4. Il nuovo TSO e le politiche energetiche

A dicembre 2019 è stato annunciato l'accorpamento delle tre maggiori compagnie petrolifere e di gasdotti cinesi sotto un unico operatore denominato PipeChina. Le tre compagnie riunite sotto PipeChina sono: China National Petroleum Corp (CNPC), che controlla il 70% delle linee del gasdotto cinese, Sinopec e China National Offshore Oil Corp (CNOOC), il più grande operatore di terminali di GNL, controllando 10 terminali con 45.2 Mt. L'obiettivo dell'operazione è quello di concentrare in un unico gestore le infrastrutture di importazione trasporto e stoccaggio del gas. Le tre compagnie controllano i tre quarti del totale dei gasdotti cinesi, più di 15 Bcm di capacità di stoccaggio di gas e la quasi totalità dei terminali per l'importazione di GNL.

Il nuovo TSO dovrebbe tenere conto degli obiettivi nazionali, tra cui la deregolamentazione dei prezzi e l'apertura alla competizione del settore di produzione e di vendita del gas naturale. I nuovi piani tariffari e una maggiore liberalizzazione del mercato. Ogni compagnia, controllando separatamente le proprie linee di gasdotto, impediva infatti l'accesso di terze parti alla rete e teneva i prezzi della trasmissione artificialmente alti. La riforma annunciata a dicembre potrebbe quindi portare a una riduzione nei prezzi del gas, che, secondo gli analisti del governo, è cruciale per la crescita economica e all'aumento della domanda di gas in Cina. Il governo ha ordinato che la nuova compagnia sia operativa da giugno 2020, ma la nuova compagnia potrebbe essere effettivamente ancora lontana dall'assumere il controllo delle operazioni e, in mancanza della liberalizzazione del sistema, la crescita della domanda di gas sarebbe limitata.

L'impatto sulla crescita, quindi su domanda e import, della diffusione epidemica del Coronavirus è ancora difficile da valutare. Rispetto a 17 anni fa, quando la SARS causò la morte di oltre 750 persone in 17 paesi e portò a un significativo rallentamento della crescita, la capacità di gestione della crisi è sicuramente migliorata, ma la diversa struttura dell'economia (peso maggiore dei consumi, del turismo e dei servizi) potrebbe amplificarne l'effetto.

Per l'anno in corso il rischio che la domanda cinese non raggiunga gli obiettivi non va sottovalutato, ma l'ampio spazio di manovra a disposizione di Beijing sia in termini di politica monetaria che fiscale lascia comunque aperta la possibilità di un recupero rapido, quindi di ripresa della crescita nel 2021.

A photograph of several white offshore wind turbines standing in a blue ocean under a clear blue sky with scattered white clouds. The turbines are arranged in a line, receding into the distance. The water is calm, reflecting the sky and the turbines.

03

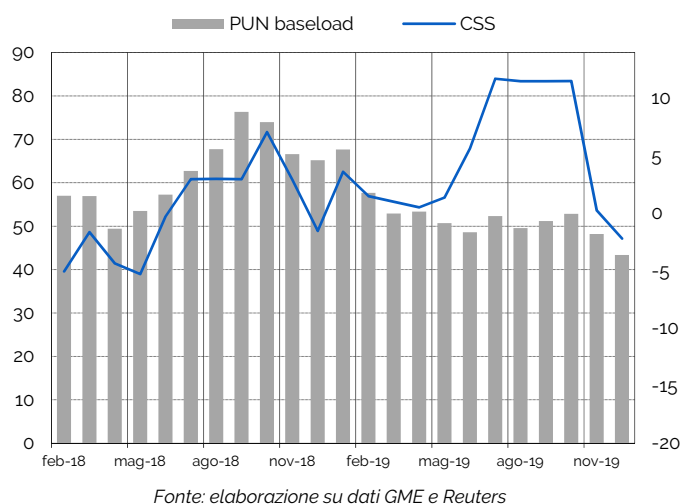
Outlook per il mercato elettrico

IL FORTE CALO DEL PUN DEL 2019 CONTINUA NEL BREVE PERIODO TRASCINATO DAL PREZZO GAS

La debolezza del mercato del gas si riflette sul prezzo elettrico, con il PUN medio 2019 (52.3 €/MWh) che ha perso il 14% rispetto al consuntivo 2018. Il movimento discendente è stato particolarmente accentuato nella seconda metà dell'anno, coerentemente con l'andamento dei prezzi delle *commodities*.

La flessione del PUN non ha tuttavia pesato sulla marginalità dei cicli combinati, che tra luglio e ottobre hanno al contrario beneficiato di un *Clean Spark Spread* (CSS) di 11.5 €/MWh, con una marginalità media nel 2019 di 4.8 €/MWh, sensibilmente superiore a quella vista nel 2018 (0.4 €/MWh) (**Figura 4.1**).

FIGURA 4.1. PUN (asse sx) E CSS (asse dx) MENSILI (€/MWh)



Il rialzo del CSS nel 2019 si riconduce all'aumento del contendibile per gli impianti CCGT (su MGP e MI tali impianti hanno venduto 83.8 TWh nel 2018 e 96.5 TWh nel 2019), a cui hanno concorso le seguenti dinamiche:

- discesa del costo gas per le centrali (comprensivo dei costi di logistica) al di sotto del *Coal Switching Price* (CSP) benchmark per oltre otto mesi, durante i quali gli impianti a ciclo combinato

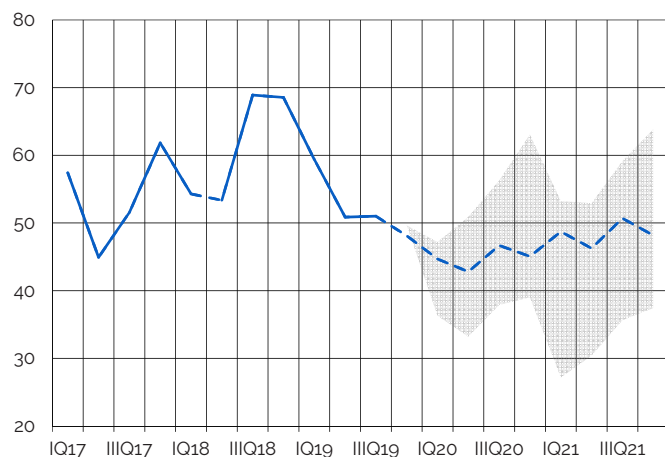
sono quindi stati molto competitivi rispetto a quelli a carbone con efficienza media (35%). Nel terzo trimestre il prezzo gas PSV è rimasto anche al di sotto del CSP minimo, rendendo quindi gli impianti a ciclo combinato competitivi anche rispetto a quelli a carbone più efficienti (42% di efficienza). L'effetto di *coal to gas switching* deriva dalla combinazione di una discesa del prezzo gas più significativa di quella di quella del carbone e dalla tenuta del prezzo della CO₂, che penalizza soprattutto gli impianti a carbone. Questo nel 2019 ha comportato una riduzione della produzione a carbone (-13 TWh i volumi venduti su MGP) e il conseguente aumento delle vendite degli impianti a gas

- riduzione delle importazioni nette (-5.9TWh), anch'essa legata al *coal to gas switching* a livello europeo
- riduzione della produzione idroelettrica: la scarsa idraulicità che ha caratterizzato tutto il 2019 ha portato a una contrazione di 4.7 TWh rispetto al dato 2018, anno in cui l'idroelettrico aveva prodotto a livelli superiori a quelli medi degli ultimi 3 anni.

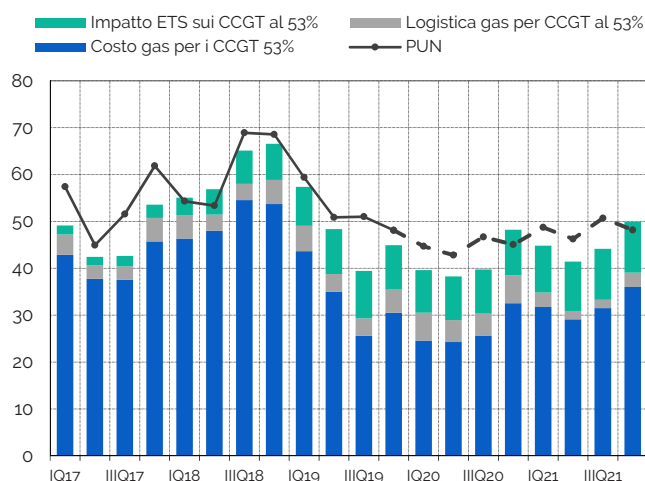
Nello scenario *reference*, la probabile persistenza della debolezza delle *commodities* porta a una revisione al ribasso del riferimento medio annuo 2020 per il PUN *baseload* a 45 €/MWh. Il graduale recupero atteso nel 2021 sia dei prezzi gas che del carbone dovrebbe spingere il prezzo elettrico poco al di sopra di 48 €/MWh (**Figura 4.2**).

Il costo variabile complessivo del costo di trasporto gas e di quello delle emissioni di CO₂ per il ciclo combinato di riferimento è stimato pari a 41.5 €/MWh in media per il 2020 e 45.1 €/MWh per il 2021 (**Figura 4.3**).

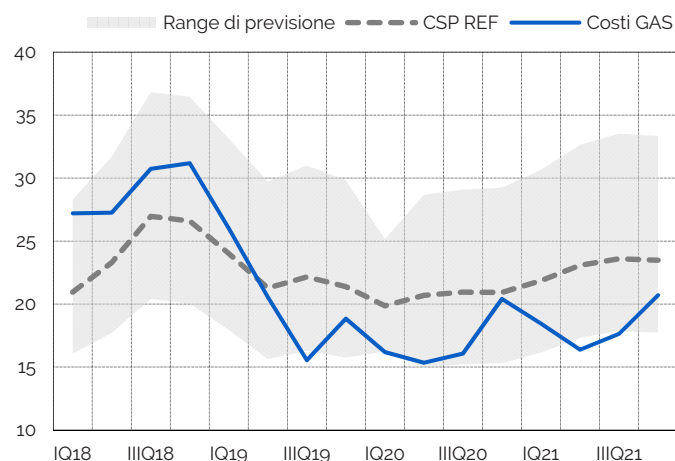
La debolezza del mercato europeo del gas, che potrebbe cominciare a riassorbirsi gradualmente soltanto nel corso del 2021, combinata con prezzi del carbone stabili e con l'ipotesi di tenuta del prezzo della CO₂ in area 25 €/MWh e di un suo successivo

FIGURA 4.2. PUN: VALORI ATTESI E RANGE DI PREVISIONE (€/MWh)

Fonte: GME; Reuters, ARERA e previsione REF-E con STEP

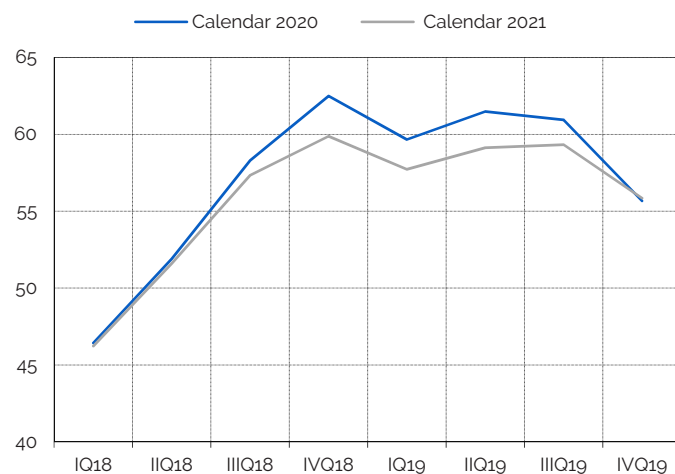
FIGURA 4.3. COMPONENTI DEL PUN (€/MWh)

Fonte: GME; Reuters e previsione REF-E con ELFO++

FIGURA 4.4. PREZZI GAS NATURALE SUL PSV: RANGE E SPREAD AL TTF (€/MWh)

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

L'andamento discendente dei prezzi a termine degli ultimi mesi dipende da quello dei prezzi delle *commodities*. Da inizio anno le quotazioni per i prossimi trimestri hanno perso in media l'11% rispetto ai livelli ai quali venivano scambiati a dicembre, con gli ultimi riferimenti per i prezzi a termine di Q2-20, Q3-20 e Q4-20 rispettivamente a 42 €/MWh, 48 €/MWh e 52 €/MWh.

FIGURA 4.5. EEX FUTURES ANNUALI* (€/MWh)

* Ultimo dato 7 febbraio 2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

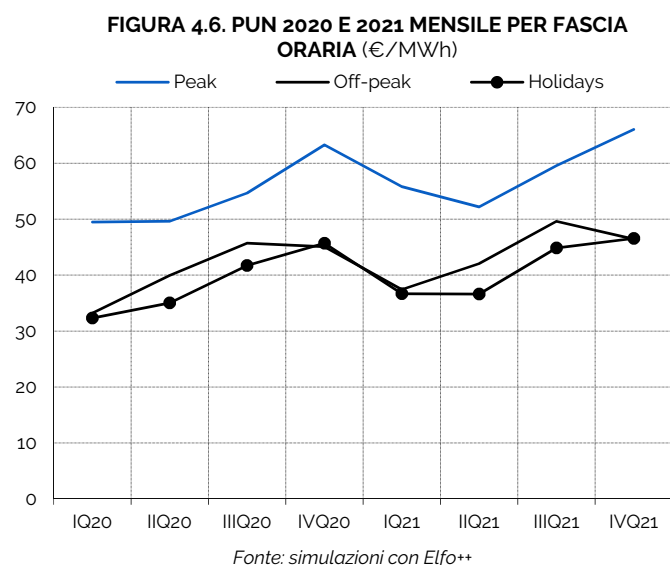
ulteriore apprezzamento nel 2021 porterebbero il prezzo PSV in *switching* con i carboni a efficienza media da gennaio a ottobre 2020 (con *switching* anche con i carboni più efficienti in febbraio) e in *switching* per tutto il 2021 con i carboni a efficienza media (il prezzo gas PSV dovrebbe spingersi al di sotto del CSP minimo solo nel mese di giugno) (Figura 4.4).

Le previsioni di prezzo medio annuale 2020 e 2021 per lo scenario *reference* sono più basse delle quotazioni registrate sul mercato a termine tra gennaio 2018 a febbraio 2020¹ (Figura 4.5).

Il profilo mensile del PUN per il 2020 e il 2021 è caratterizzato da una stagionalità costante e simile a quella degli ultimi anni (al netto delle variazioni delle *commodities* sottostanti). Il livello del prezzo

¹ Quotazioni dei prodotti futures registrate sulla piattaforma EEX fino al 7/02/2020.

è generalmente maggiore durante i mesi invernali per effetto della stagionalità del prezzo del gas, mentre il picco di prezzo estivo tende a cadere nel mese di luglio in corrispondenza del picco della richiesta elettrica, mostrato in **Figura 4.6**. Il PUN *peakload* è molto più volatile e il differenziale fra le due fasce orarie (*peakload* e *offpeak*) si amplia nei mesi di maggior domanda di energia elettrica, quindi quando il prezzo in media aumenta. Sia per il 2020 che per il 2021 i prezzi nelle fasce orarie *peakload* e *offpeak* si avvicinano nel mese di agosto, mese in cui i picchi di domanda sono molto smussati.



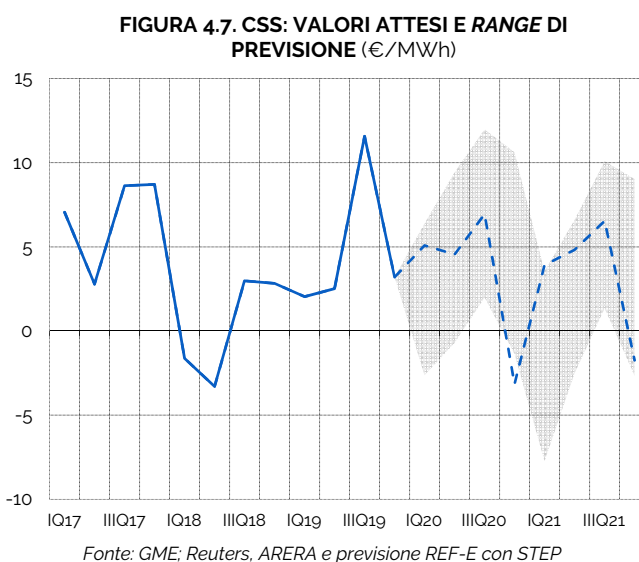
MARGINALITÀ IN LIEVE DECRESCITA PER I CICLI COMBINATI, NEGATIVA PER IL CARBONE

Fino allo scorso scenario ci si aspettava un recupero dei prezzi gas nel 2020, un conseguente calo della competitività degli impianti a gas rispetto a quelli a carbone e una riduzione della domanda contendibile che avrebbe compresso il CSS. La revisione al ribasso dei target di prezzo per il gas porta tuttavia a un valore medio di CSS per il 2020 di poco inferiore a 4 €/MWh e nell'intorno di 3 €/MWh per il 2021 (**Figura 4.7**). Nell'ipotesi di una ripresa graduale dei prezzi del carbone lo *switching* con i prezzi del gas si dovrebbe infatti mantenere

per tutto il 2020, alleggerendosi nel 2021. Il livello di riferimento medio per il CSS nel 2020 dovrebbe comunque essere inferiore a quello del 2019 per effetto di una contrazione della domanda contendibile dai CCGT, legata sia alla nuova capacità di interconnessione con il Montenegro e al conseguente incremento dell'import, che all'attesa ripresa dell'idroelettrico. Il nuovo cavo tra Francia e Italia potrà poi portare a un incremento dell'import di 3.5 TWh tra il 2020 e il 2021 e a un'ulteriore riduzione del CSS nel 2021.

L'elaborazione dello scenario per il CSS mensile è coerente con la relazione storicamente osservabile tra *load factor* dei cicli combinati e relativo CSS (calcolato come differenza tra PUN e costi variabili del CCGT con efficienza media al 53%). In considerazione dell'effetto delle strategie dei CCGT sul *merit order* rispetto agli impianti a carbone, al CSS è stato imposto un *cap* per evitare che il costo variabile gas diventi superiore al costo variabile degli impianti a carbone.

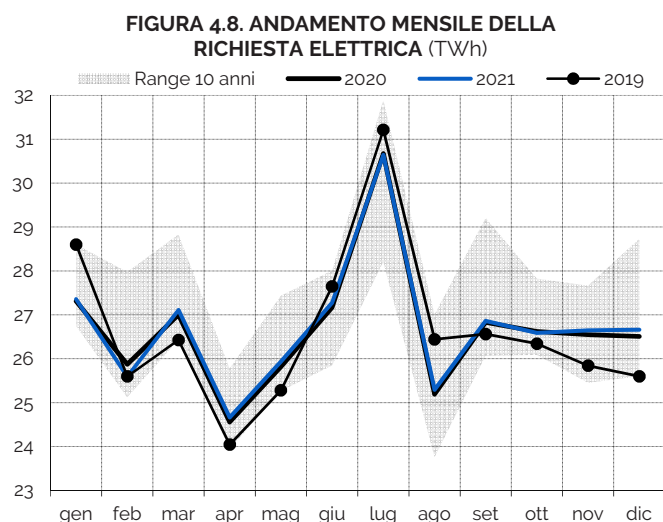
La marginalità del carbone è scesa dai 9.2 €/MWh del 2018 a 1.5 €/MWh nel 2019. La debolezza dei prezzi gas e, a cascata, del PUN potrebbero portare la marginalità del carbone in territorio negativo, con valori medi annuali intorno ai -3 €/MWh nel 2020 e a -5.5 €/MWh nel 2021.



RICHIESTA ELETTRICA

Il dato provvisorio sulla richiesta elettrica 2019 è di 319.6 TWh (-1% rispetto al 2018). Per il 2020 si prevede una richiesta elettrica in lieve aumento rispetto al 2019, pari a 320 TWh e per il 2021 a 320.6 TWh, coerentemente con un'ipotesi di crescita moderata dell'economia italiana e della richiesta industriale.

La previsione di domanda si basa su un'assunzione di temperature in linea con la media dei dati storici registrati negli ultimi anni (Figura 4.8).



Fonte: GME, Terna e previsioni REF-E

LA GENERAZIONE TERMoeLETRICA

Nel 2019, la generazione termoelettrica nazionale è aumentata di circa 3.7 TWh grazie a una diminuzione dell'import e dell'idroelettrico e nonostante la lieve contrazione della domanda. Come osservato all'inizio del capitolo, la contrazione del prezzo del gas ha portato il ciclo combinato a essere più competitivo del carbone. Tale livello di competitività si dovrebbe mantenere anche per il 2020 e il 2021.

La maggiore competitività rispetto agli impianti a carbone rende probabile un aumento della produzione degli impianti a ciclo combinato a gas², stimata quindi a 90.4 TWh nel 2020, in

aumento rispetto alla precedente previsione (pari a 85.4 TWh). I volumi prodotti dai cicli combinati a gas potrebbero subire una flessione nel 2021 fino a quota 88.9 TWh, come conseguenza di un incremento dell'import netto e di una maggiore crescita della produzione rinnovabile rispetto alla domanda. La previsione per la generazione da impianti a carbone è stata invece rivista al ribasso rispetto all'*Energy Outlook* precedente (16.4 TWh per il 2020) e rispetto al consuntivo 2019 (13.0 TWh), con una stima per il 2020 ora di 9.8 TWh e per il 2021 di 8.0 TWh (Tabella 4.1).

TABELLA 4.1. BILANCIO ENERGETICO (TWh)

TWh	2017	2018	2019	2020	2021
Richiesta elettrica	320.5	321.4	319.6	320.1	320.6
Import netto	38.0	43.3	37.4	43.2	46.7
Rinnovabili	101.8	112.2	112.9	117.7	119.4
Produzione CCGT	92.8	83.8	96.5	90.4	88.9
Produzione impianti a carbone	28.9	23.3	13.0	9.9	8.0
Altro (autoproduzioni, impianti a gas non CCGT, pompaggi e altri impianti)	59.7	59.4	60.5	59.2	57.9

Dati storici fino al 2018; 2019. Dati provvisori; 2020, 2021 previsioni REF-E

Fonte dati storici: Terna, GME

IL COAL SWITCHING PRICE IMPATTA ANCHE SULL'IMPORT

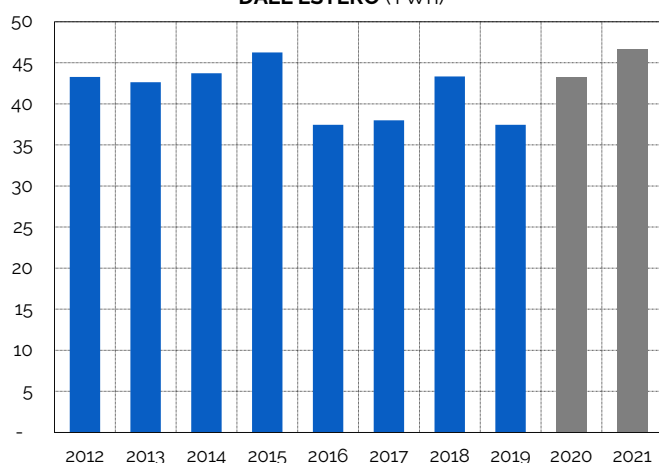
Dopo la ripresa nel 2018 rispetto agli anni 2016 e 2017, in cui sono prevalse le tensioni sul mercato francese causate dall'indisponibilità prolungata di una quota rilevante del parco nucleare, il 2019 è tornato a chiudersi su valori provvisori di import prossimi ai livelli del 2016 (pari a 37.4 TWh). Nei mesi di marzo, aprile e settembre si sono registrati i valori più bassi degli ultimi 10 anni. La discesa dei prezzi al PSV al di sotto del *coal switching price* ha giocato un ruolo fondamentale, avendo fatto guadagnare competitività alla generazione a gas in Italia rispetto alla generazione in Europa. Un esempio viene dalla Slovenia, i cui flussi commerciali verso l'Italia nel 2019 sono diminuiti del 40% rispetto all'anno precedente, proprio a causa dello *switching* dal carbone al gas in tutta l'Europa, in particolar modo

² Escludendo quindi impianti di cogenerazione, cicli aperti, e altri impianti a gas.

nell'Europa dell'est dove il carbone e la lignite sono da sempre state le tecnologie predominanti.

Un'indisponibilità del 35% del cavo di collegamento con la Grecia nel 2018 ha inoltre giocato un ruolo nella contrazione dell'import registrata l'anno scorso. Nel 2018 l'Italia ha infatti importato dalla Grecia 0.6 TWh, dato in contrasto con gli anni precedenti, quando l'Italia è sempre stata esportatrice. Nel 2019 le indisponibilità sono rientrate e l'Italia è tornata a essere esportatrice verso la Grecia (**Figura 4.9**).

FIGURA 4.9. SALDO ANNUALE IMPORT NETTO DALL'ESTERO (TWh)



Fonte: Terna e Previsioni REF-E

Per il periodo di previsione, al 2020 non si assume nessun potenziamento della capacità di interconnessione con la Francia, che veniva invece fatto fino all'*Energy Outlook* scorso. Tale decisione segue la pubblicazione di Terna relativa allo sviluppo della *Net Transfer Capacity* di frontiera al 2020 in cui non compaiono previsioni di rinforzi sulla rete da un anno all'altro. Il potenziamento di 1,200 MW della capacità di interconnessione con la Francia che si assumeva sarebbe entrato in funzione dal 2020 è stato posticipato al 2021. In tale anno sono stati considerati anche due ulteriori potenziamenti rispetto al 2021: 150 MW dall'Austria e 100 MW dalla Svizzera.

Nel 2020 l'import dalla frontiera Nord dovrebbe attestarsi sui 43.6 TWh, valore vicino a quello registrato nel 2018 (44 TWh).

Tale previsione è stata ottenuta a partire dall'ultimo aggiornamento di Terna sullo sviluppo della *Net Transfer Capacity* (NTC) di frontiera e ipotizzando un tasso di utilizzo della NTC storico (2018-2019, così da escludere particolari problemi riguardanti la disponibilità degli impianti nucleari francesi). Il risultato ottenuto è in linea con le simulazioni effettuate utilizzando il modello proprietario Elfo++ Europe³ che, date le ipotesi di capacità installata, carico e produzione rinnovabile, simula i flussi commerciali tra i paesi interconnessi dell'Europa Continentale e Meridionale⁴.

Un incremento della capacità di trasmissione di frontiera in particolare con Francia, Svizzera e Austria determinerebbe nel 2021 un aumento dell'import da nord pari a 3 TWh rispetto al 2020, portandolo a 47 TWh. Il valore di tale incremento è stato simulato attraverso l'utilizzo del modello proprietario Elfo++Europe come per il 2020.

Per quanto riguarda i flussi dalla Grecia e da Malta per il 2020 e il 2021 si stima un valore di import netto medio tra il 2018 e il 2019 pari rispettivamente a 1.1 TWh e 0.6 TWh,

Negli ultimi giorni del 2019 è inoltre entrato in funzione il cavo di interconnessione tra Montenegro e Centro-Sud. Tale cavo potrà permettere all'Italia di importare circa 2.1 TWh nel 2020 e nel 2021. Per un maggior dettaglio si rimanda al box di approfondimento a pag. 38.

Il totale delle importazioni nette dalle frontiere estere dovrebbe quindi risultare di 43.2 TWh nel 2020 e di 46.7 TWh nel 2021.

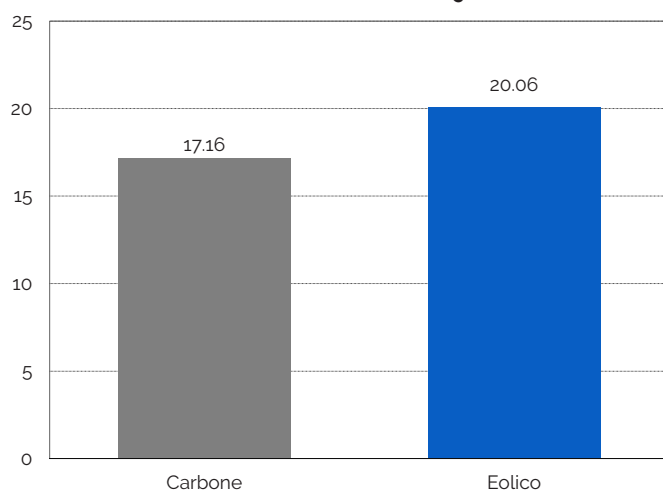
³ Modello di elaborazione di scenari di medio-lungo periodo per i paesi Europei interconnessi costruito collegando in una visione coerente gli scenari evolutivi di Consenso dei paesi elaborati da enti nazionali ed europei.

⁴ Francia, Germania, Svizzera, Austria, Slovenia, Italia, Belgio; Lussemburgo e Olanda.

L'EOLICO LA PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI

I dati provvisori di Terna e le offerte pubbliche del GME indicano che nel 2019 la produzione eolica (20.1 TWh) ha sorpassato quella a carbone⁵ (17.2 TWh) (Figura 4.10).

FIGURA 4.10. CONFRONTO TRA PRODUZIONE EOLICA E A CARBONE NEL 2019 (TWh)

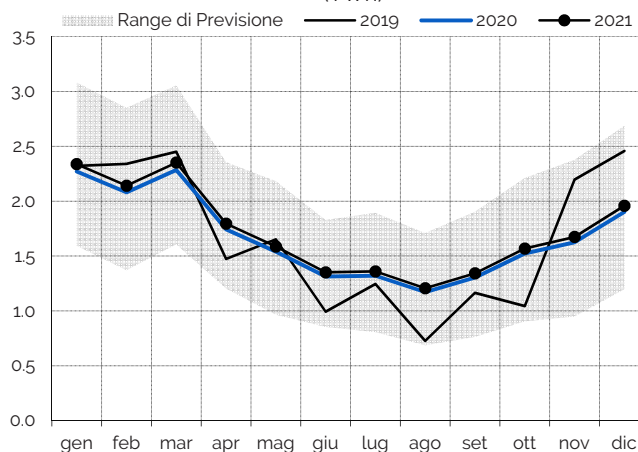


Fonte: dati Terna e GME

L'incremento della potenza e condizioni meteorologiche favorevoli hanno sostenuto la producibilità dell'eolico (+14% rispetto al 2018), portando il *load factor* fino a quasi 1900 ore. Supponendo un incremento di nuova capacità in media con gli ultimi 5 anni (+0.4 GW annuali) e, analogamente, un *load factor* in media con gli ultimi 5 anni, le previsioni per il 2020 e il 2021 indicano che la produzione eolica potrebbe divenire rispettivamente superiore a 20 e 20.5 TWh. Per ciascuna fonte di generazione rinnovabile i *range* di previsione sono stati costruiti sulla base della variabilità storica del fattore di utilizzo orario (rapporto tra la generazione oraria e la capacità installata) (Figura 4.11),

La generazione fotovoltaica ha immesso in rete 24.3 TWh nel 2019⁶, 1.9 TWh in più rispetto al 2018. Per il 2020 l'attesa è di un ulteriore incremento di 0.6

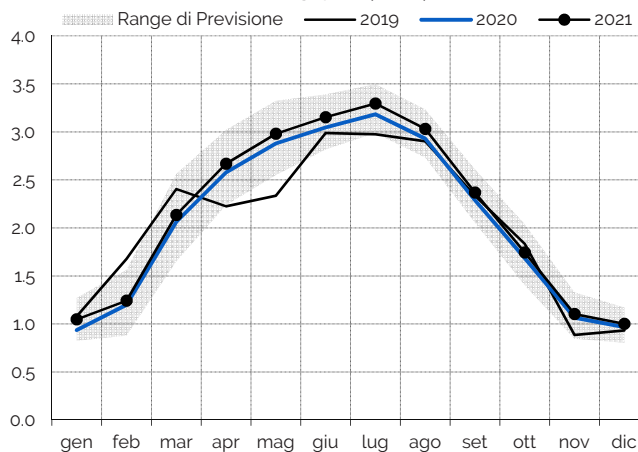
FIGURA 4.11. EOLICO E RANGE DI PREVISIONE (TWh)



Fonte: GME, Terna e previsioni REF-E

TWh, che porterebbe a 24.9 TWh di generazione, mentre per il 2021 l'aspettativa è di 25.8 TWh di produzione (Figura 4.12).

FIGURA 4.12. FOTOVOLTAICO E RANGE DI PREVISIONE (TWh)



Fonte: GME, Terna e previsioni REF-E

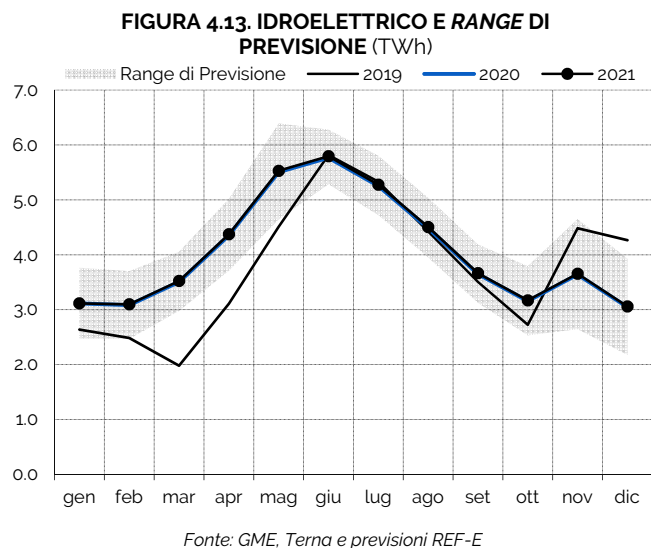
Il 2019 si è chiuso con una riduzione della produzione netta idroelettrica (45.3 TWh) rispetto al 2018 (48.3 TWh), anno che aveva visto la ripresa della produzione da tale fonte dopo la forte siccità del 2017. L'inverno in corso, per il momento, sta generando condizioni che potrebbero portare a un incremento della produzione rispetto sia al 2019 che al 2018 nel 2020.

⁵ Dati provenienti dalle offerte pubbliche GME, comprendenti quantità vendute e acquistate su MGP, MI, MSD e MB.

⁶ Dati Terna.

I dati relativi agli accumuli nevosi indicano infatti un livello del manto superiore alla media 2006-2015, il che lascia presagire una disponibilità d'acqua per i prossimi mesi superiore a quella degli ultimi anni. I dati forniti dalle aziende regionali per la protezione ambientale (ARPA) a inizio 2020 indicano che in Lombardia il manto nevoso è superiore di oltre il 30% alla media degli ultimi dieci anni (nel 2018, anno in cui la produzione idroelettrica superò i 48 TWh, il manto nevoso era superiore del 20% alla media 2006-2015) mentre in Piemonte supera il novantesimo percentile della distribuzione storica.

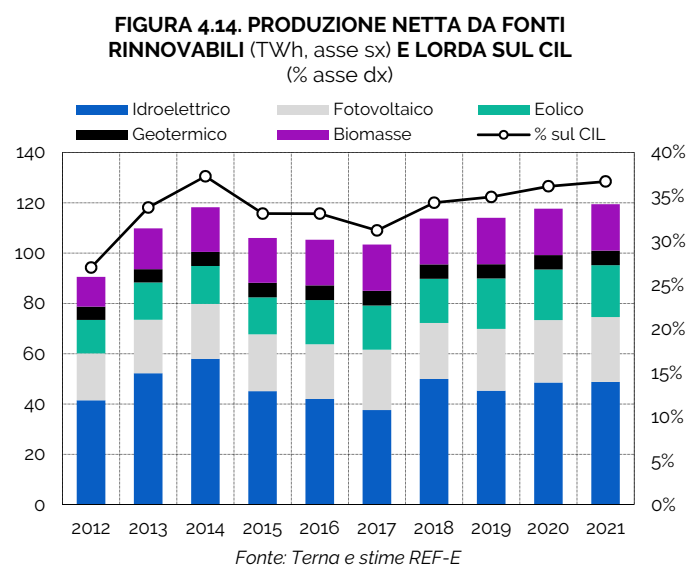
La previsione di riferimento per il 2020 è di una produzione idroelettrica, al netto della produzione dei pompaggi, di circa 48.5 TWh, in linea con le previsioni più recenti sugli apporti idrici dei prossimi mesi, mentre per il 2021 è di circa 48.8 TWh (supponendo un incremento di nuova capacità di mini-idroelettrico in linea con gli ultimi 5 anni) (**Figura 4.13**).



Per lo scenario 2020, si prevede che la produzione netta da fonti rinnovabili, in condizioni climatiche normali, si attesti nel complesso su 117.7 TWh, (3.9 TWh in più rispetto al dato del 2019). La stima della produzione netta rinnovabile per il 2021 si

attesta invece attorno ai 119 MWh. L'aumento rispetto al dato previsionale per il 2020 è legato alla crescita della produzione di eolico e fotovoltaico, discendente dall'aumento atteso della potenza installata per un totale di circa 1 GW nel corso del 2021, in linea con la crescita storica.

In termini di contributo al consumo interno lordo (CIL), nello scenario di riferimento di REF-E la produzione da fonte rinnovabile dovrebbe corrispondere a circa il 36% (**Figura 4.14**) nel 2020 e il 37% nel 2021.



Al fine di stimare la variabilità delle fonti rinnovabili non programmabili, si considera la varianza media oraria e mensile che tali fonti possono avere sulla sola produzione. La varianza così calcolata viene sommata e sottratta alle previsioni di produzione rinnovabile così da ottenere rispettivamente uno scenario *high* e uno scenario *low*. La stima *low* di produzione rinnovabile si attesta a 99 TWh nel 2020 e a 101 TWh nel 2021, mentre la stima *high* di produzione rinnovabile si attesta a 136 TWh nel 2020 e a 138 TWh nel 2021. Lo scenario *low* include il rischio autorizzativo e di *commissioning* dei nuovi entranti.

CAPTURE PRICES A SCONTO SUL PREZZO BASELOAD

La variabilità oraria e stagionale delle fonti programmabili è una delle cause del differenziale di prezzo tra le ore *offpeak* e le ore di picco. Un alto livello di produzione rinnovabile comporta infatti che ci sia meno spazio contendibile per il termoelettrico, quindi prezzi più bassi. Nelle ore centrali della giornata, ad esempio, quando l'immissione in rete di energia solare è massima, i prezzi si abbassano sensibilmente. Il prezzo medio annuo non fornisce quindi un riferimento sufficiente per la valutazione della remunerazione delle fonti rinnovabili, che è condizionata dal proprio profilo di produzione.

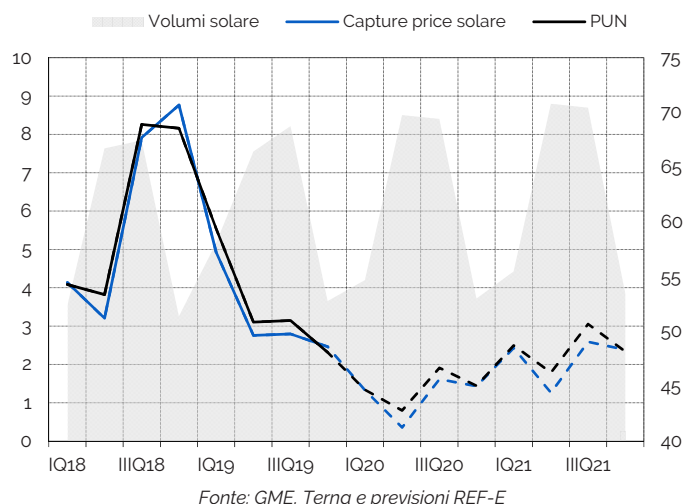
Per questo, accanto al prezzo *baseload*, si valuta anche il *captured price* per le diverse fonti rinnovabili, ottenuto ponderando il profilo di prezzo per il profilo di produzione assunto.

Nel 2019 il *capture price* del solare è stato a sconto del PUN *baseload* di 1.05 €/MWh, mentre quello dell'eolico è stato a sconto del PUN *baseload* di 1.14 €/MWh

Nello scenario prospettico la produzione degli impianti fotovoltaici ed eolici, data la loro natura non programmabile, viene modellata con profili standard differenziati per ora e mese, così da cogliere sia la variabilità intragiornaliera che quella stagionale.

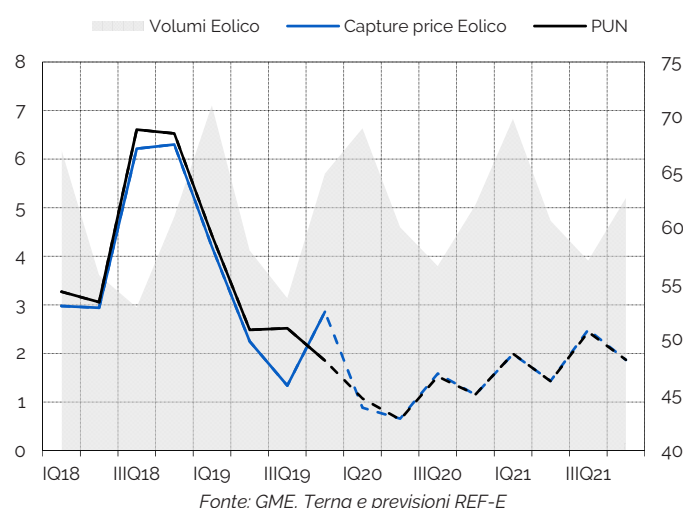
Per il 2020 e il 2021 i *captured prices* stimati per il fotovoltaico si attestano rispettivamente a 43.8 €/MWh e 47.11 €/MWh, a sconto sul PUN medio *baseload* rispettivamente di 1.1 €/MWh e 1.3 €/MWh (**Figura 4.15**).

FIGURA 4.15. CAPTURED PRICES DEL SOLARE
(sx: TWh, dx: €/MWh)



I *captured prices* per gli impianti eolici si attestano poco al di sotto della previsione del PUN medio annuo sia nel 2020 sia nel 2021, rispettivamente a 44.9 €/MWh e 48.35 €/MWh, a sconto sul PUN *baseload* rispettivamente di 3 e 12 centesimi, poiché la generazione eolica è maggiormente concentrata nei mesi in cui i prezzi sono più bassi (**Figura 4.16**).

FIGURA 4.16. CAPTURED PRICES DELL'EOLICO
(sx: TWh, dx: €/MWh)



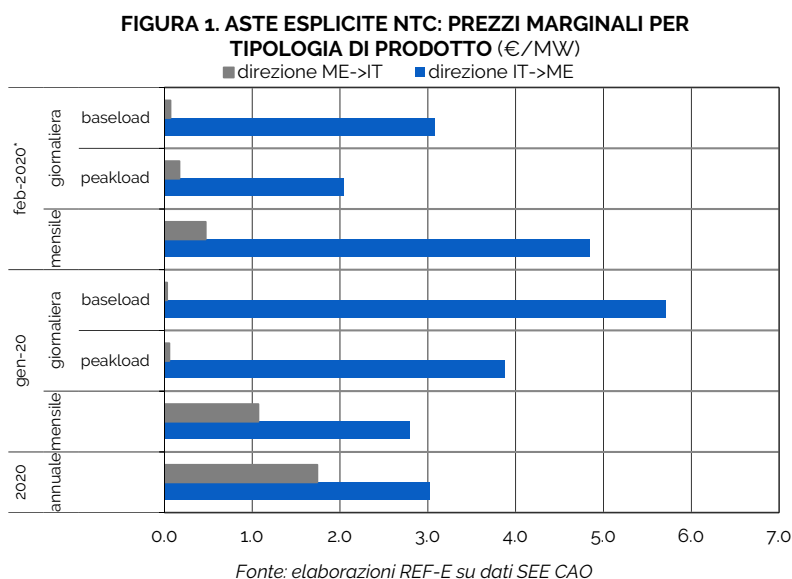
FOCUS. ITALIA-MONTENEGRO, ALL'OPERA IL "PONTE ELETTRICO INVISIBILE"

A metà novembre dell'anno scorso è stato inaugurato il lungo, atteso, cavo sottomarino tra l'Italia e Montenegro, definito da Terna progetto strategico per la sicurezza di entrambi sistemi elettrici e per l'integrazione della futura crescita delle fonti rinnovabili. Sono 600 MW di nuova capacità *cross-border* disponibili sul mercato da fine dicembre scorso che permettono lo scambio bidirezionale di energia elettrica tra il mercato italiano e il mercato della regione balcanica. La potenza del cavo dovrebbe crescere fino a 1.200 MW negli anni successivi, una volta realizzato un secondo cavo da 600 MW come previsto nel progetto originale. Oltre a garantire la sicurezza del sistema nazionale, gli obiettivi principali del progetto comprendono la più completa integrazione dei mercati dell'area Sud-Est Europa e Balcani, consentire maggior flessibilità dei sistemi e ottimizzare l'utilizzo dell'energia rinnovabile senza ricorrere a misure di *curtailment*. Inoltre, la nuova linea a corrente continua dovrebbe rafforzare il ruolo dell'Italia di *hub* europeo e mediterraneo nella transizione elettrica regionale verso gli obiettivi di decarbonizzazione.

Un'opera ambiziosa anche da punto di vista ingegneristico: 445 km di lunghezza di cavo completamente sottomarino. È il frutto della collaborazione fra i TSO italiano e Montenegrino, iniziata nel lontano 2005. Da 600 MW capacità complessivamente disponibile, 200 MW sono gestiti dal TSO montenegrino, mentre altri 200 MW sono in mano agli investitori privati che hanno contribuito alla realizzazione del progetto.

A differenza dei mercati europei in *coupling*, in cui i transiti di energia fra le *bidding* zone sono ottimizzati dall'algoritmo di mercato stesso, l'utilizzo della capacità fra Italia e Montenegro¹ è determinato tramite aste esplicite: i *physical transmission rights* (PTR) vengono assegnati con la vendita di prodotti di lungo termine (aste annuali e mensili e giornalieri) e di prodotti giornalieri. Il responsabile della gestione delle aste esplicite per la capacità Italia-Montenegro è l'Ufficio di coordinamento del Sud-est Europa, SEE CAO.

Dall'inizio del 2020 presso la piattaforma SEE CAO sono state svolte con successo diverse sessioni di allocazione esplicita della capacità sul nuovo cavo tra l'Italia e Montenegro. I primi risultati hanno già lasciato intuire quale sarebbe la direzione prevalente (**Figura 1**): per trasportare energia dal mercato italiano verso Montenegro, gli offerenti erano disposti a pagare 3 €/MW nell'asta annuale, mentre il valore della direzione opposta si è stabilito sui 1.7 €/MW. Gli esiti delle aste mensili e giornaliere hanno più che confermato il risultato *long term*: il senso Italia-



¹ In Montenegro manca ancora un vero e proprio mercato *spot*. È previsto che entro la prima metà del 2020 la società responsabile dell'istituzione di un *power exchange* in Montenegro, BELEN, affiancata dal partner strategico NordPool provveda all'avvio del mercato elettrico montenegrino, MEPX.

Montenegro si verificato quello più pregiato e in media gli operatori hanno pagato circa 4 €/MW nel mese di gennaio su base *baseload*, che sale a circa 6 €/MW per le ore *peakload*². Nei primi 8 giorni nel mese di febbraio la media *baseload* delle aste giornaliere è scesa fino ai 2 €/MW, circa 3 €/MW se considerate le ore di alto carico. Decrescente invece risulta l'andamento del prezzo della *net transfer capacity* (NTC) nel senso opposto: la media oraria *baseload* delle aste giornaliere si è fermata a 0.1 €/MW che diventa praticamente 0 €/MW nelle ore di picco.

Che per il momento è più conveniente esportare energia elettrica dall'Italia verso Montenegro è stato confermato anche dai risultati di flussi commerciali MGP (**Figura 2**).

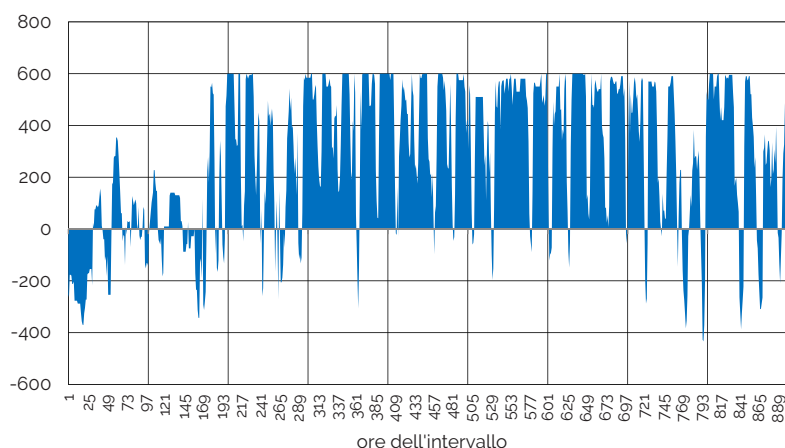
Dall'inizio del 2020 fino a oggi³, il flusso di esportazione netta verso Montenegro ammonta a circa 240 GWh. Italia ha esportato in 73% delle ore con una potenza media oraria di circa 390 MW. Le importazioni dal paese balcanico invece sono avvenute soltanto in 27% delle ore con una potenza media poco superiore ai 150 MW rispetto ai 600 MW totali disponibili.

Lignite e idroelettrico dominano il *mix* di produzione sui Balcani

Quali sono i *driver* principali sottostanti alle dinamiche di scambio di energia osservati fra i due mercati? Una analisi più completa del perimetro dei mercati effettivamente collegati al sistema elettrico italiano attraverso la nuova linea transfrontaliera rivela alcuni fattori determinanti. Montenegro stessa è un sistema di dimensioni piuttosto piccole da punto di vista energetico⁴ ma interconnessa con i paesi confinanti (**Figura 3**), che permette l'indiretto scambio di energia tra Italia e i mercati di tutta l'area balcanica, incluse Albania, Macedonia, Serbia, Croazia, Bosnia ed Erzegovina, Bulgaria, Romania e Ungheria.

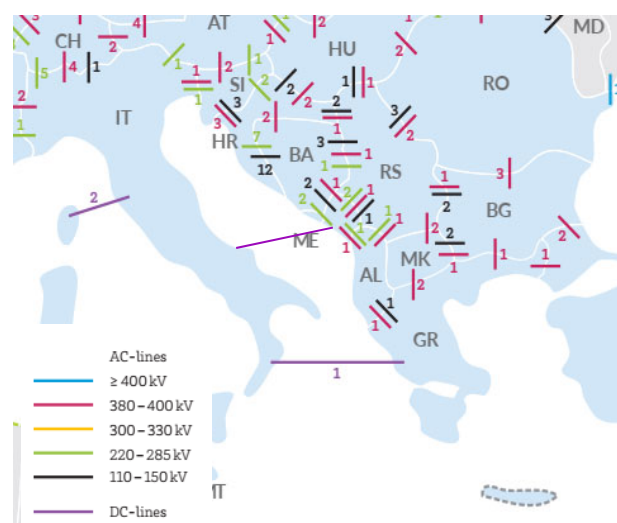
Da punto di vista di fonti disponibili, impiegate nella produzione di energia

FIGURA 2. FLUSSI ORARI MGP 2020: ITALIA>MONTENEGRO
01 gen - 08 feb 2020 (MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E di dati GME

FIGURA 3. RETE DI TRASMISSIONE ESISTENTE NEL SUD-EST EUROPA



Fonte: ENTSO-E, SFS2018

² Fascia oraria *peakload*: dalle 9 di mattina fino alle 20 di sera:

³ Dati delle offerte pubbliche GME fino all'8/02/2020.

⁴ Il consumo interno lordo (CIL) nel 2018 è stato pari a circa 3,4 TWh, ossia 1% del CIL italiano nello stesso anno.

elettrica, il *mix* locale si presenta ben diversificato: dalla lignite domestica e il carbone, al gas naturale, nucleare, l'idroelettrico e altre fonti rinnovabili (FER).

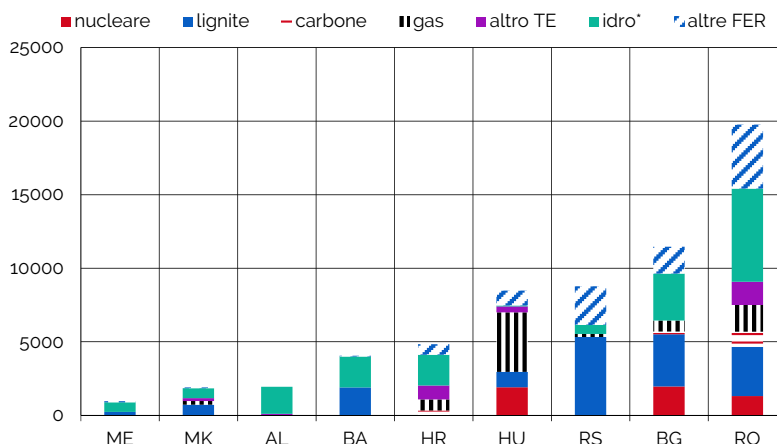
L'idroelettrico rappresenta una delle risorse strategiche nel settore elettrico locale (**Figura 4**): da circa 62 GW di totale potenza installata, 28% sono costituiti da impianti idroelettrici⁵ e più della metà di essi (9.5 GW) sono concentrati sul territorio romeno e bulgaro. Croazia, Albania e Bosnia detengono circa 2 GW di idroelettrico ciascuna, mentre i restanti 2 GW si distribuiscono con quote molto simile (intorno ai 0.6 GW) tra Serbia, Macedonia e Montenegro, con eccezione dell'Ungheria dove il contributo dell'idroelettrico al parco produttivo risulta trascurabile (0.05 GW).

Rilevante anche il peso della lignite, seconda fonte strategica con quota pari a 26% della totale capacità installata. Sono 16 GW netti distribuiti in maggior parte dei paesi del perimetro analizzato, a eccezione dell'Albania e Croazia. In alcuni, come Bosnia ed Erzegovina, e Serbia, il parco a lignite costituisce metà o più della metà degli *asset* di generazione disponibili. Allarmante l'età del parco in questione: tranne due nuovi impianti in Bulgaria e Bosnia ed Erzegovina realizzati dopo il 2010 (circa 1 GW di potenza complessiva), il resto della capacità produttiva ha in media 45 anni di vita utile contro i 40 anni standard associati alla tecnologia, con alcuni impianti (circa 6.6 GW) che hanno accumulato più di 50 anni di funzionamento essendo realizzati negli anni 50-60 del secolo scorso. In effetti, sono previsti in sostituzione numerosi nuovi progetti di centrali elettriche alimentati a lignite nella regione. Sono state annunciate le costruzioni di 17⁶ nuovi impianti tra Romania, Serbia e Bosnia ed Erzegovina per una capacità complessiva di circa 6 GW, di cui 3 GW in fase autorizzativa o pre-autorizzativa con date di entrata ancora da precisare.

Il gas naturale è un poco diffuso e con i soli 8 GW installati rappresentano circa il 13% del totale capacità nella regione. Metà degli impianti è localizzata in Ungheria, mentre i restanti 4 GW sono distribuiti fra Romania, Bulgaria, Serbia, Croazia e Macedonia. Manca nei mix di generazione di Montenegro, Bosnia ed Erzegovina e Albania.

Il resto del parco è completato da 5 GW di centrali nucleari (circa 8% del totale) suddivisi fra Romania, Bulgaria e Ungheria, invece l'eolico, il solare e le altre FER⁷ contano per circa 11 GW di capacità complessiva. In Montenegro, lo sviluppo delle FER diverse da idro è guidato prevalentemente dall'eolico, mentre rimane ancora trascurabile la quota del solare. Alto il potenziale della regione per l'ulteriore sviluppo delle fonti rinnovabili, specie l'idroelettrico che secondo le valutazioni di IRENA⁸,

FIGURA 4. POTENZA INSTALLATA PER FONTE
(GW netti)



*Pompaggio incluso

Fonte: stime REF-E su dati ENTSO-E, SFS 2018

⁵ Considerando anche i pompaggi.

⁶ Elaborazione REF-E su informazioni dell'Europe Beyond Coal: *European Coal Plant Database*, 15 Jan 2020.

⁷ Bioenergia e geotermico.

⁸ *Cost-competitive renewable power generation: Potential across South East Europe*, IRENA/JRUL 2017.

è il più grande in Europa: attualmente sono noti progetti per più di 140 nuovi impianti di grande taglia (>10 MW) e circa 2.700 impianti di piccola taglia, ma con questioni di impatto ambientale aperti che potrebbero limitare la realizzazione di nuove centrali elettriche di piccola taglia.

In termini di energia prodotta (**Figura 5**) la lignite conferma il suo ruolo strategico per la regione balcanica: a fronte di una domanda elettrica complessiva di circa 224 TWh nel 2018, i 77 TWh, ossia 35% della domanda,

sono stati prodotti da centrali alimentate a lignite. Indubbiamente, la disponibilità della materia prima sul territorio e i sussidi destinati al settore termoelettrico costituiscono vantaggio competitivo per la lignite rispetto alle fonti termoelettriche alternative. A seguire la generazione idroelettrica con poco meno di 60 TWh (26%) e il nucleare con circa 40 TWh complessivi (18%). Le FER diverse da idro e il gas naturale registrano un contributo marginale con circa 17 TWh e 15 TWh rispettivamente. Il ruolo del gas naturale è rilevante soltanto in alcuni mercati elettrici come l'Ungheria, Romania e Croazia e il suo più vasto sviluppo nel settore termoelettrico è probabilmente limitato da alcuni elementi chiave come il mancato sviluppo dell'infrastruttura di trasporto gas, le poche riserve naturali locali e l'assenza di *hub* regionale.

Inversione del differenziale storico di prezzo Italia-Balceni

Non tutti paesi del perimetro analizzato hanno istituito un mercato all'ingrosso *spot*, attualmente mercati del giorno prima con indicazioni di prezzo ci sono in Bulgaria, Romania, Ungheria, Croazia e Serbia (**Figura 6**). Come si evince dai prezzi medi registrati negli ultimi due anni, dal mese di dicembre 2018 lo *spread* fra il mercato italiano (zona Centro Sud) e quelli balcanici ha subito una flessione, dovuta soprattutto ai prezzi italiani in decrescita, da meta anno 2019 in avanti – portandosi spesso sotto lo zero, che ha determinato i flussi di esportazione verso Montenegro nei primi giorni di funzione.

Analizzando in dettaglio l'andamento storico dei costi variabili gas e lignite si comprende meglio quale sia il *driver* chiave: lo *switching* lignite-gas. In effetti, grazie a tutti gli avvenimenti nel mercato gas

FIGURA 5. BILANCIO ELETRICO 2018
(TWh)

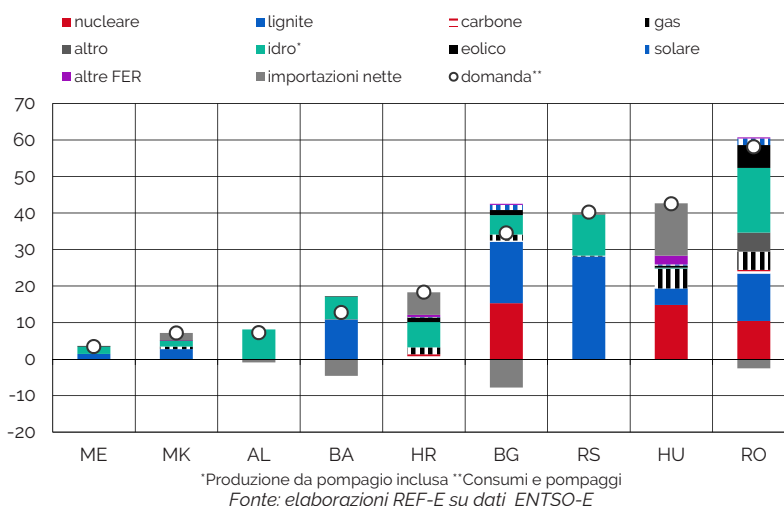
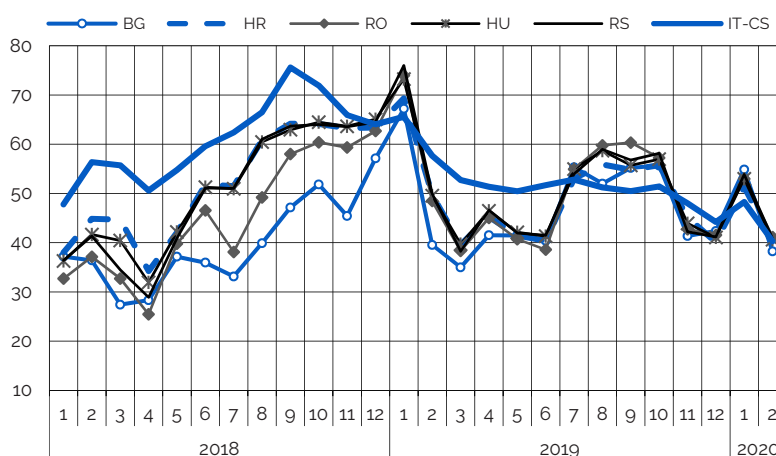


FIGURA 6. MERCATO ALL'INGROSSO - PREZZI ELETTRICI
(€/MW, media mensile baseload)



europeo che hanno determinato livelli di prezzi gas eccezionalmente bassi (*Outlook per il mercato gas*) e l'ETS che riesce a mantenere il costo della CO₂ sui 25 €/tCO₂, i cicli combinati hanno guadagnato competitività e riescono a competere per sino con le tecnologie a lignite (Figura 7).

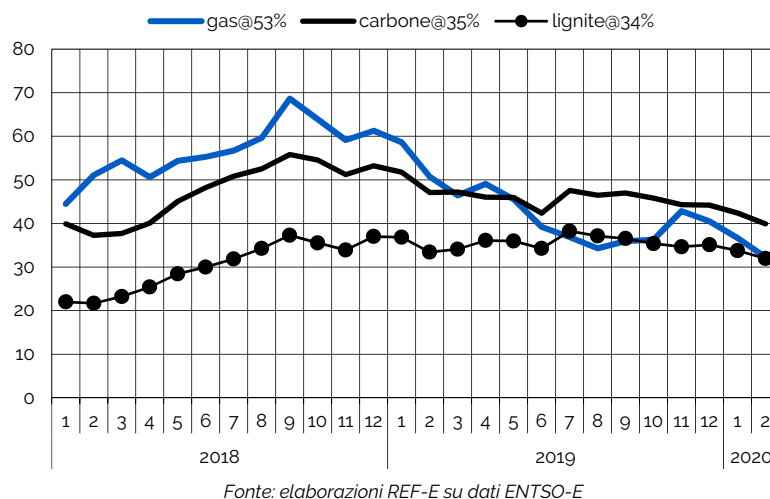
Lo scambio Italia-Montenegro nel 2020 guidato dalle dinamiche *cross-commodity*

Quali le prospettive di import netto da Montenegro nel resto del 2020 dipende soprattutto dall'evoluzione dei mercati delle *commodity* energetiche e il livello di *switching* fra il gas e la lignite, e il potenziale differenziale di prezzo elettrico. Gli scenari *benchmark* di medio termine (2025) confermano le osservazioni sull'andamento storico dei differenziali dei prezzi e flussi Italia-Balcani:

- in un contesto di valori delle *commodity* lontane dallo *switching* lignite-gas, come lo scenario BAU di Terna, l'import totale annuo da Montenegro si aggira intorno ai 4 TWh
- diventa circa 2 TWh se la lignite perde competitività, come nello scenario PNIEC dove l'andamento deciso dei prezzi CO₂ porta la lignite sempre più a destra nell'ordine di merito del mercato.

Tali risultati sono confermati anche dalle simulazioni deterministiche di Elfo++ Europe che nel 2020 vede variare l'importazione netta da Montenegro nel range 3,5-2 TWh asseconda delle ipotesi di prezzi combustibili sottostanti. Considerati i *trend* dei prezzi gas osservati nelle ultime settimane e la buona probabilità del persistere di tali andamenti come descritto nel Capitolo *Outlook per il mercato gas*, il valore delle importazioni nette da Montenegro per il periodo 2020-2021 si assume pari a 2.1 TWh.

FIGURA 7. STIMA DEI COSTI VARIABILI PER FONTE -
ANDAMENTO STORICO (€/MWh)



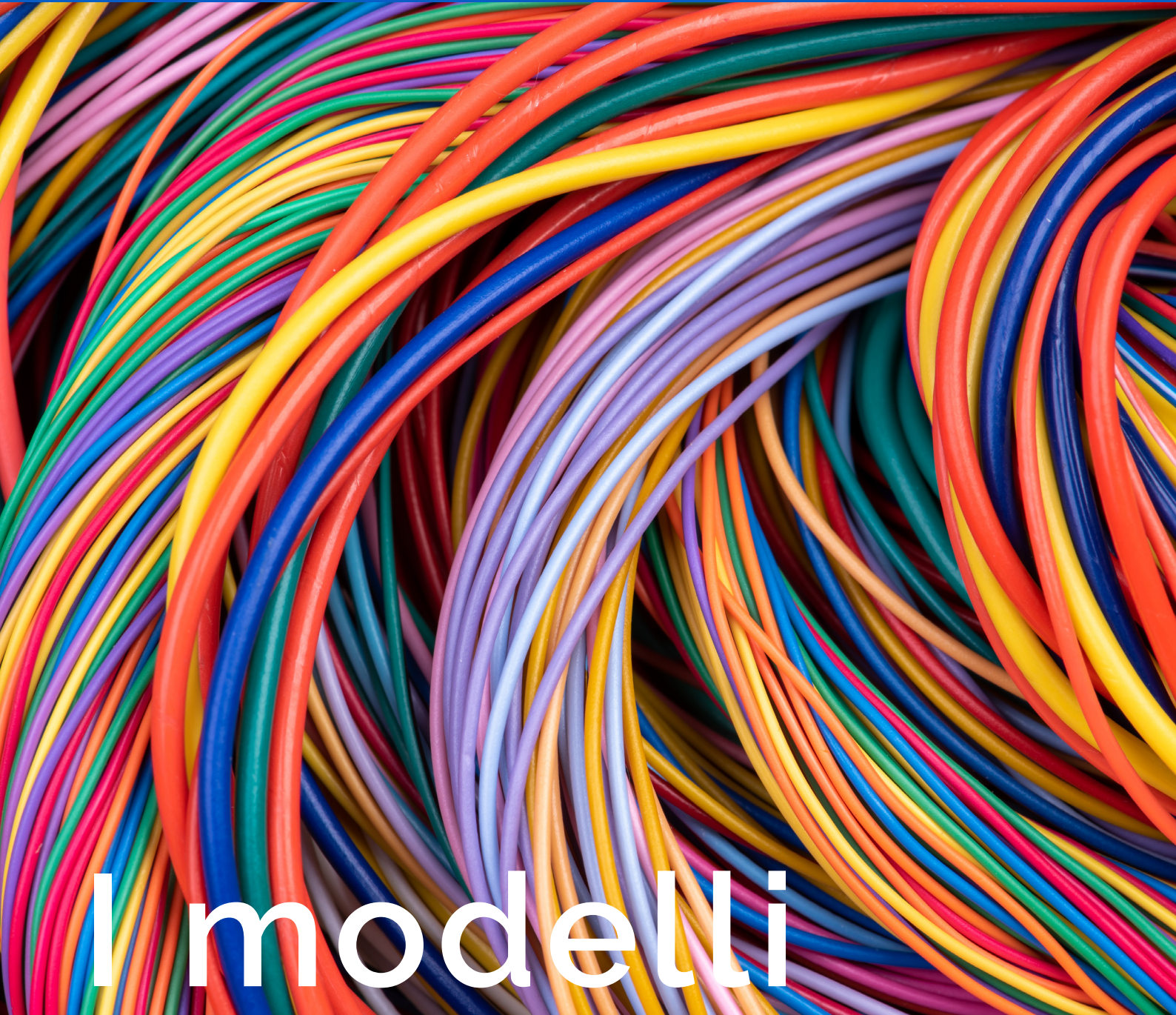
APPENDICE 1. TABELLA DI SINTESI DEGLI SCENARI*

	2018	2019	2020	2021	2020	2021	2020	2021
			Reference	Reference	High	High	Low	Low
Mercati del petrolio e scenario macroeconomico								
PIL (% variazione a/a)	0.8%	0.2%	0.4%	0.7%	-	-	-	-
Prezzo Brent (\$/bbl)	71.3	63.6	56.6	56.9	59.5	62.2	54.0	52.4
Tasso di cambio (€/€)	1.18	1.12	1.12	1.13	-	-	-	-
Mercato del gas naturale								
Prezzo gas al PSV (€/MWh a PCS) ⁽¹⁾	24.3	16.2	12.8	15.4	14.4	17.7	10.8	10.8
Spread PSV-TTF (€/MWh a PCS)	1.5	2.6	2.0	1.1	2.0	1.1	2.0	1.1
Costo di logistica variabile gas (€/MWh a PCI)	2.3	2.4	2.8	1.3	2.8	1.3	2.8	1.3
Mercato del carbone e dei permessi di emissione								
Prezzo carbone (\$/t) ⁽²⁾	91.9	61.5	52.9	61.1	59.9	71.3	48.5	46.6
Prezzo carbonio (€/tCO ₂ eq)	15.9	24.8	24.9	28.0	24.9	28.0	24.9	28.0
PUN e componenti di costo								
PUN (€/MWh)	61.3	52.3	44.8	48.5	54.4	57.3	36.6	32.6
Costo gas (€/MWh) ⁽³⁾	54.9	38.2	32.1	34.5	35.4	39.4	27.9	25.0
Costo carbone (€/MWh) ⁽³⁾	36.8	27.5	24.4	27.1	26.9	31.1	22.7	22.0
Onere ETS - impianti CCGT (€/MWh) ⁽⁴⁾	6.0	9.3	9.4	10.6	9.4	10.6	9.4	10.6
Onere ETS - impianti a carbone (€/MWh) ⁽⁵⁾	15.2	23.8	23.9	26.9	23.9	26.9	23.9	26.9
CSS (€/MWh)	0.4	4.8	3.4	3.4	9.6	7.3	-0.6	-2.9
CDS (€/MWh)	9.2	1.1	-3.4	-5.5	3.6	-0.7	-10.0	-16.3
Consumi								
Domanda elettrica (TWh)	321.4	319.6	320.1	320.6	326.8	326.9	313.9	313.9
Domanda elettrica (% variazione a/a)	-0.3%	-0.6%	0.2%	0.2%	1.7%	0.0%	-2.3%	-1.8%
Domanda gas (Gmc)	72.3	73.9	70.3	70.8	74.0	71.9	67.1	48.9
Domanda gas (% variazione a/a)	3%	2.2%	-4.9%	0.8%	6.4%	-3.4%	2.9%	-9.6%
Generazione netta da fonti rinnovabili (TWh)	113.7	114.0	117.7	119.4	134.3	138.0	101.0	100.9
Idroelettrico	49.9	45.3	48.5	48.8	55.8	56.6	41.3	40.9
Eolico	17.6	20.1	20.1	20.7	26.6	28.1	13.6	13.2
Fotovoltaico	22.3	24.6	24.8	25.8	27.7	29.0	21.9	22.5
Geotermico	5.8	5.7	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
Biomasse e RSU	18.2	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4
Import	43.3	37.4	43.2	46.7	43.2	46.7	43.2	46.7
Domanda contendibile	164.4	168.1	159.2	154.5	149.3	142.2	169.7	166.4

* Aggiornato al 20 Febbraio 2020

⁽¹⁾ Al netto dei costi di logistica dal PSV alla centrale⁽²⁾ Al netto dei costi di logistica⁽³⁾ Inclusa logistica⁽⁴⁾ CCGT con rendimento 53%⁽⁵⁾ Onere ambientale impianto a carbone con rendimento 35%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters, GME e ARERA e previsioni REF-E



I modelli REF-E

L'analisi di scenario e le previsioni elaborate e presentate in questo Energy Outlook offrono un esempio delle applicazioni implementabili con i modelli REF-E. L'intento di REF-E è quello di mettere a disposizione degli utenti strumenti di analisi che rispondano in modo semplice, efficace e completo alle diverse esigenze specifiche.

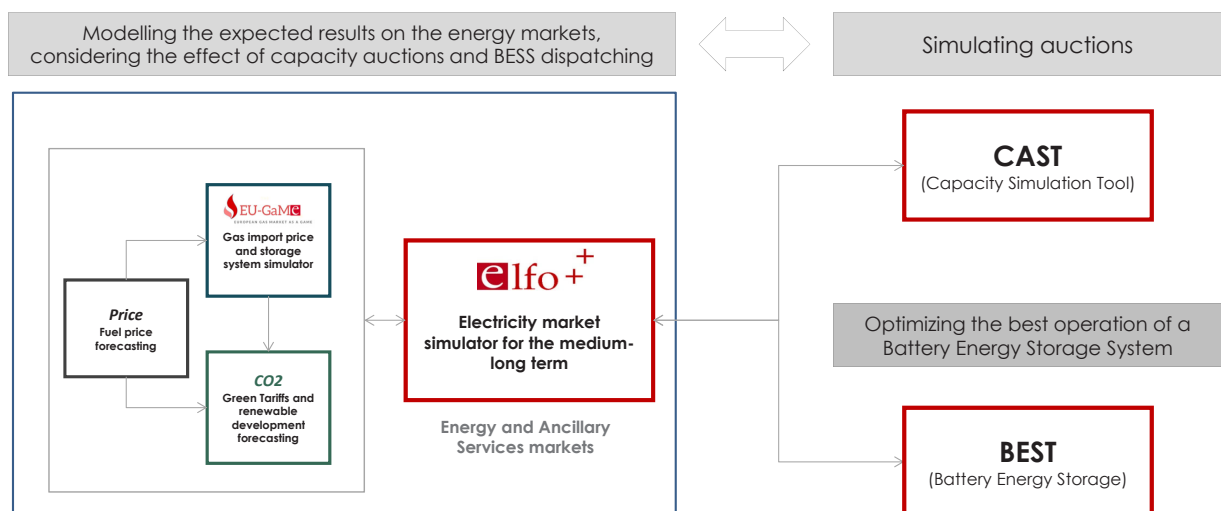
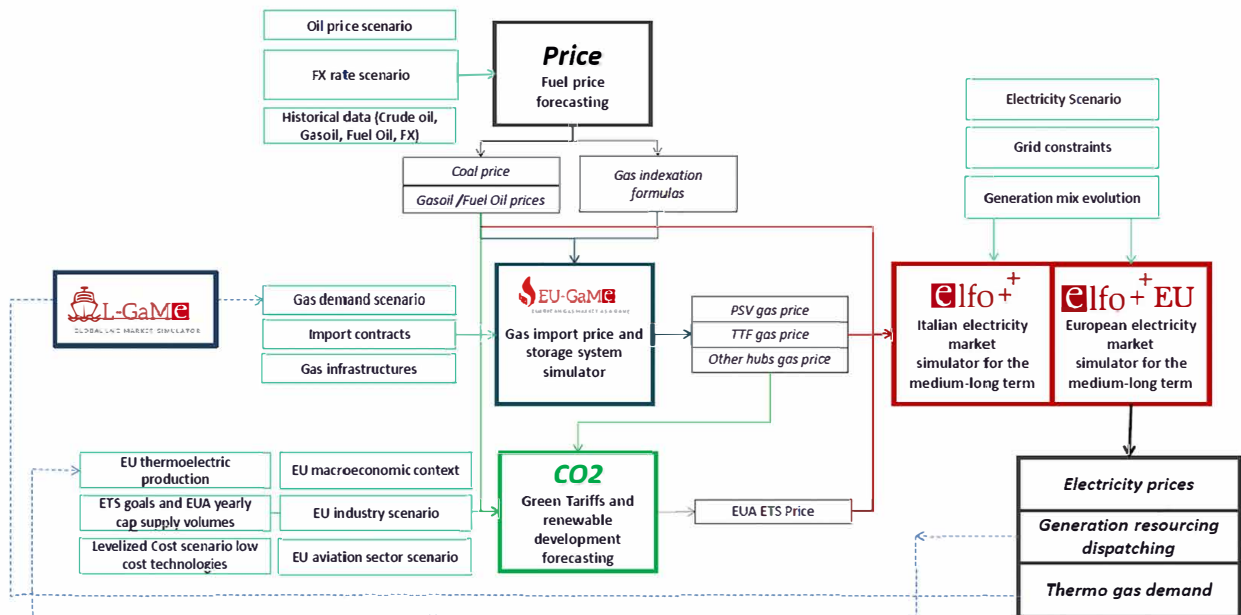
Per i Clienti è prevista la possibilità di partecipare attivamente allo sviluppo dei modelli con proposte e specifiche richieste. Inoltre, per i Clienti che decidono di acquistare da subito i modelli REF-E sono previste vantaggiose condizioni di pagamento.

Per informazioni contattare:

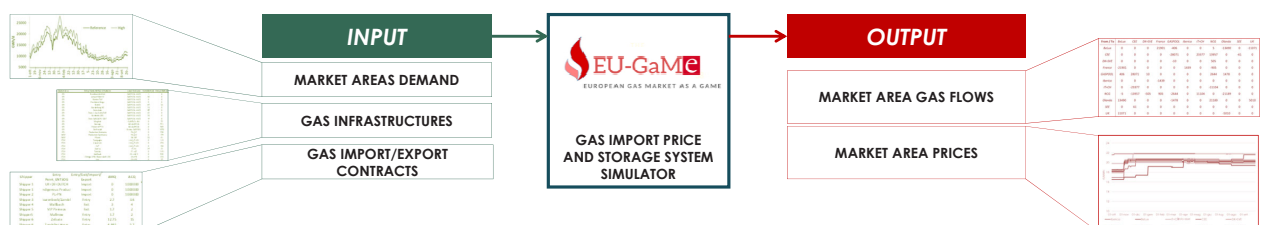
Ing. Virginia Canazza
tel. +39 02 43441030
E-mail: virginia.canazza@ref-e.com

Dr.ssa Claudia Checchi
tel. +39 02 43441044
E-mail: claudia.checchi@ref-e.com

I modelli



EU-GaMe
(European Gas Market Simulator)



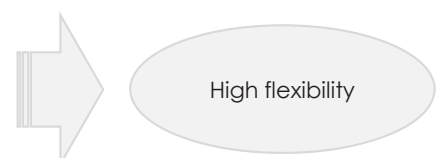
EU-GaMe optimizes:

- Gas flow between market areas and infrastructure's load factor
- Import mix and Hub prices

Considering

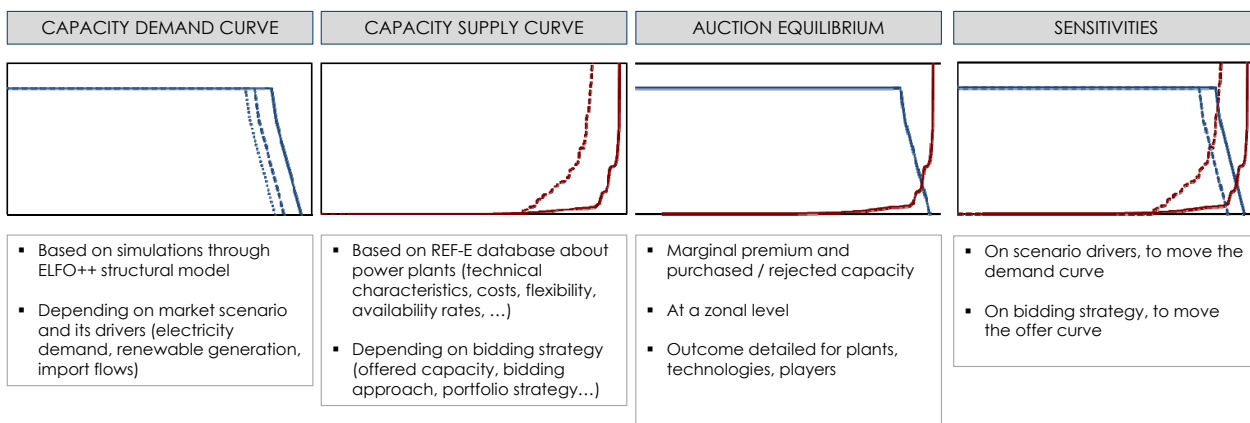
- The market scenario: demand, import costs, pipe storage and LNG capacities

EU-Game is REF-E proprietary model, fully independently developed

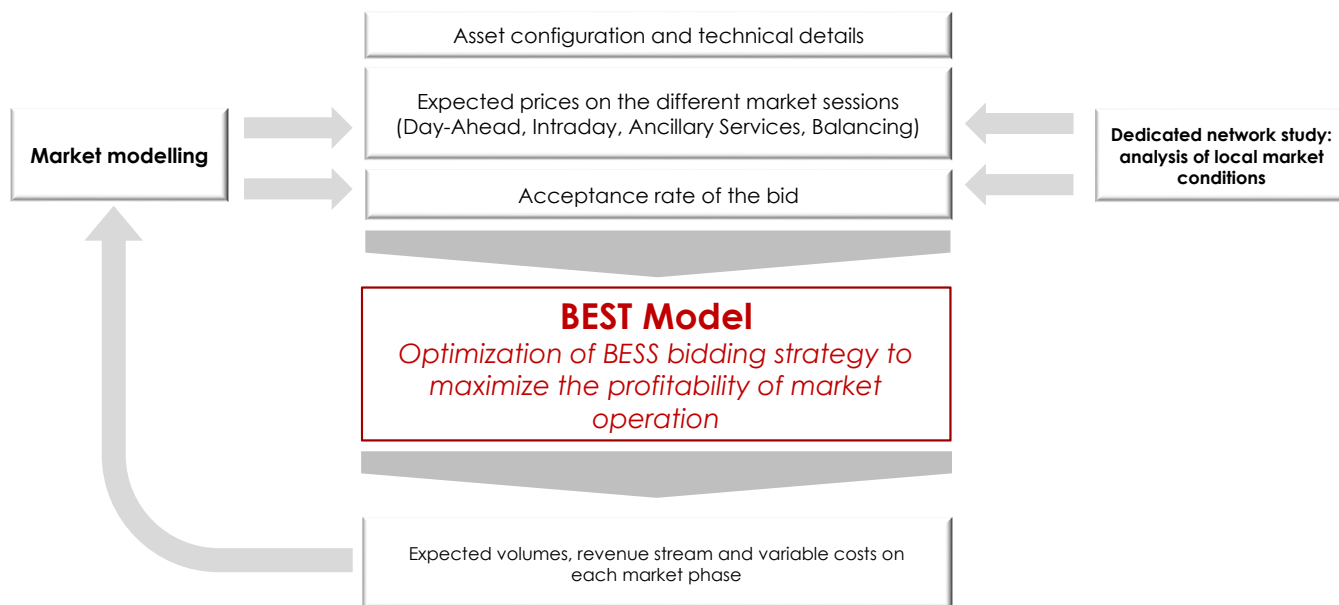


CAST (Capacity Strategic Tool)

- Explicit simulation of the capacity demand curve/supply curve
 - Analysis of the possible outcomes
- Analysis of opportunities and risks from participating in the auction



BEST (Battery Energy Storage Tool)





DIRETTORE RESPONSABILE

Virginia Canazza

DIRETTORE OSSERVATORIO ENERGIA

Claudia Checchi

COORDINAMENTO

Simona Soci

GRUPPO DI LAVORO

Silvia Chechola, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Federica Davò, Antonio De Paola, Elena Ferri, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Valeria Gherardi, Jacopo Guarnaccia, Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Alejandro Sanchez Ben, Clio Scandola

EDITORE

REF-E srl

Via Gioberti 5 - 20123 Milano

www.ref-e.com - info@ref-e.com

PRESIDENTE

Pia Saraceno

SEGRETERIA, EDITING E GRAFICI

Dalia Imperatori

Tel. +39 02 43441022- Fax +39 02 43441027

E-mail: dalia.imperatori@ref-e.com

SOTTOSCRITTORI

A2A Spa, Acea Energia Spa, Acegas Aps Amga, AET Azienda Elettrica Ticinese, Axpo Italia Spa, CSEA Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, CVA Trading Srl, Dolomiti Energia Spa, E.ON Italia Spa, Edison Spa, Engie Italia, EP Produzione Spa, Erg Power Generation, Hera Trading Srl, Innogy Italia Spa, Iren Spa, Repower Italia Spa, Shell Energy Europe, Siram Spa, Sorgenia Spa, Tenaris Dalmine, Terna Spa, Tirreno Power Spa, Utilitalia

Le posizioni espresse, salvo quanto diversamente specificato, sono da attribuirsi esclusivamente ai ricercatori REF-E Srl (di seguito REF-E). La presente pubblicazione è riservata ai soli abbonati per uso personale e non commerciale. Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di REF-E. Agli abbonati è consentita la stampa di una copia della pubblicazione per uso esclusivamente personale e non commerciale senza, tuttavia, apportarne alcuna modifica. Ogni violazione verrà perseguita a norma di legge e autorizzerà REF-E a sospendere l'invio della pubblicazione senza alcun avviso.

REF-E si impegna ad agire con la massima competenza, cura e diligenza nella redazione del presente studio, tuttavia, né gli autori né REF-E garantiscono l'accuratezza e la completezza delle informazioni né si assumono alcuna responsabilità sulle eventuali conseguenze derivanti dall'utilizzo delle informazioni riportate. Le ipotesi alla base di scenari di evoluzione delle variabili di mercato, del contesto politico, regolatorio etc, elaborati da REF-E, rappresentano le situazioni prospettiche ritenute da REF-E possibili e alle quali è assegnata una probabilità di verificarsi, ma REF-E non può e non garantisce che le stesse si verificheranno effettivamente. Considerando che i servizi resi da REF-E possono impegnare informazioni ottenute da parti terze e/o pubblicamente disponibili e consistono in scenari previsionali elaborati partendo dalla situazione attuale, REF-E non potrà essere considerata responsabile per eventuali informazioni relative al contesto normativo, economico e finanziario - che non siano noti al momento dello svolgimento dell'attività e/o dovuti a mutamenti al contesto economico e finanziario che si siano verificati dopo l'esecuzione del contratto da parte di REF-E, anche qualora tali mutamenti siano stati ritenuti come possibili da REF-E. I dati impegnati da terze parti potrebbero essere soggetti a limitazioni nell'utilizzo. In questo caso non possono essere diffusi. L'accesso a questi dati da parte degli utenti potrebbe essere soggetto alla stipula di un contratto oneroso con il fornitore dei dati.

www.ref-e.com

REF-E Srl
via Vincenzo Gioberti 5
20123 Milano
C.F./P.IVA 07642420967