

ENERGY OUTLOOK



Anno V - n. 14
Luglio 2020

Osservatorio
energia

REF4E

Indice

La gestione della ripresa dopo la pandemia di COVID-19 apre scenari e sfide di dimensioni mai affrontate. La rinnovata attenzione in sede di ricostruzione agli obiettivi di decarbonizzazione, supportata da un diverso equilibrio dei prezzi delle commodities, potrebbe portare ad una rivoluzione del mercato energetico. I tempi della ripresa sono però ancora incerti, mentre è incompleta l'analisi delle gravità della crisi, non ancora terminata, con la definizione degli strumenti e delle azioni ancora in corso. Lo scenario che presentiamo incamera sia l'ottimismo sugli effetti delle misure per il rilancio che le incertezze ancora presenti.

01

SCENARIO MACROECONOMICO

pag. 04

La pandemia ha causato la peggiore crisi socioeconomica dalla Seconda Guerra Mondiale. In Italia, il Pil non tornerà sui livelli del primo trimestre, facendo totalizzare un valore medio annuo per il 2020 tra il -11% ed il -14% a seconda dei previsori e degli scenari più o meno negativi sul ritorno del contagio in autunno. Più marcato sarà il crollo del 2020, più significativo il rimbalzo, ma questo dipenderà anche da un possibile ritorno del virus. Il FMI stima una contrazione del prodotto interno lordo americano dell'8% nel 2020 e una crescita del 4,5% nel 2021, che dipenderà comunque anche dall'esito delle prossime presidenziali e dalle politiche economiche che verranno decise successivamente. Per l'Area Euro, il FMI stima invece una contrazione del 10,2% quest'anno, seguita da una ripresa del 6% nel 2021. Il valore medio atteso per il cambio €/€ nel 2020 è di poco superiore a 1.10.

02

COMMODITIES

pag. 09

Lo shock lato domanda si è combinato con quello lato offerta legato alla temporanea rottura dell'accordo OPEC+. La sua successiva ricostituzione e la forte elasticità dei piccoli produttori americani ai prezzi dovrebbe permettere un progressivo riequilibrio del mercato, ma per il 2020 il prezzo medio del Brent sarà difficilmente superiore a 40 \$/bbl. La forte riduzione della domanda di carbone, soprattutto di quella europea, a fronte di una produzione attesa stabile puntano alla permanenza dei prezzi su livelli inferiori ai 50 €/ton nel 2020. Sotto l'ipotesi di integrazione degli obiettivi di decarbonizzazione nel piano di ricostruzione dell'Unione Europea e di un'accresciuta conseguente rilevanza dello strumento ETS, il prezzo della CO₂ nel 2020 dovrebbe tuttavia riuscire a consuntivarsi al di sopra di 20 €/MWh.

03

OUTLOOK PER IL MERCATO GAS

pag. 16

La forte contrazione della domanda, legata sia al rallentamento della crescita delle economie asiatiche già in atto nel 2019, in particolare di quella cinese, a temperature invernali superiori alla media e alle misure di contenimento, ha colpito anche il mercato del GAS, portando, in combinazione con la continua crescita della produzione, soprattutto di GNL, a un ulteriore aumento dell'eccesso di offerta e spingendo i prezzi al ribasso. I prezzi europei del gas sono scesi al di sotto dell'Henry Hub, rompendo quindi una soglia fino a poco fa considerata invalicabile, con la remunerazione per i produttori americani di GNL che ai livelli di prezzo correnti (sia europei che asiatici) è negativa. Una graduale ripresa della domanda, guidata dal perdurare delle condizioni favorevoli alla produzione termoelettrica a gas, da temperature invernali attese in media storica e dalla riduzione attesa della produzione elettrica nucleare in Francia, dovrebbe permettere un graduale recupero dei prezzi, ma il riferimento medio per il PSV nel 2020 non si assesterà molto al di sopra di 8 €/MWh.

04

OUTLOOK PER IL MERCATO ELETTRICO

pag. 28

Le misure introdotte dal Governo italiano a partire dal 10 marzo per contenere la diffusione della pandemia di COVID-19 hanno avuto un impatto rilevante sull'evoluzione dei consumi di energia, con la richiesta che tra il 10 marzo e il 31 maggio è stata di oltre 10 TWh inferiore a quella media stagionale. Lo spazio contendibile per gli impianti a ciclo combinato dovrebbe restare relativamente ampio in un contesto di progressiva ripresa della domanda, ma di prezzi gas bassi (talmente da favorire lo *Switching* dal carbone) e import che potrebbe subire riduzioni legate sia alla dinamica dei prezzi che allo slittamento delle manutenzioni sulle centrali nucleari in Francia e alla conseguente riduzione della produzione nel periodo invernale (con un alto rischio di tensione nel caso di un inverno freddo previsto da EDF). In questo scenario il CSS medio per il 2020 potrebbe consuntivarsi al di sopra di 4,5 €/MWh e permettere al PUN di avvicinarsi a un livello medio *Reference* di 34,5 €/MWh. L'alta quota di generazione rinnovabile sulla domanda ha aumentato la rilevanza dei servizi di bilanciamento, con i volumi che nelle settimane di *lockdown* sono quasi raddoppiati rispetto al 2019. Le basse quotazioni delle *commodities* dovrebbero comunque continuare a limitare la possibilità di salita anche dei prezzi dei servizi ancillari.

APPENDICE 1. TABELLA DI SINTESI DEGLI SCENARI

pag. 48

An aerial photograph of a multi-lane highway stretching into the distance under a sunset sky. Two trucks, one yellow and one red, are visible on the road. The landscape is flat and agricultural.

01

Scenario macroeconomic

COVID-19 E CROLLO DELLA CRESCITA

La pandemia di COVID-19 ha causato una profonda recessione con ingenti danni alla salute delle persone e all'economia mondiale.

Il progressivo allentamento delle restrizioni e la parallela ripresa restano soggette a molti fattori di incertezza e al rischio che una seconda ondata di contagi imponga nuove chiusure. Di seguito una breve carrellata dei principali indicatori del primo trimestre e sulle potenzialità del rimbalzo.

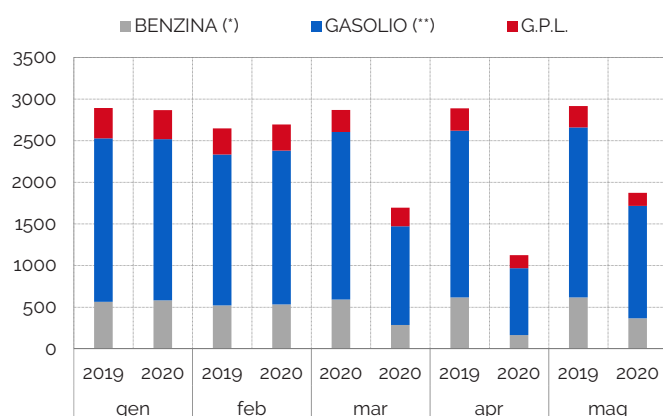
Pil e domanda interna. In Italia, dopo il fermo obbligato, le attività ripartono con lentezza. I consumi elettrici a maggio e giugno sono stati rispettivamente inferiori del 10.2% e del 14.7% rispetto ai consumi nei corrispondenti periodi del 2019 e le riaperture di maggio e giugno non impediranno di avere un secondo trimestre ancora negativo in termini di Pil sul primo: le nostre previsioni scontano un ulteriore arretramento del 15-20% nel secondo trimestre dopo il -5.3% del primo. La ripartenza dal 4 maggio non è stata infatti completa.

Al momento abbiamo solo indicatori qualitativi: quello delle PMI segnala che l'industria si sta riavvicinando ai livelli pre-COVID, quando però la sua attività produttiva stava già decelerando.

Ancora molti i fermi nei servizi (dove alcuni comparti hanno riaperto a giugno). La domanda finale di consumo per tutto maggio è frenata dalle molte limitazioni ancora in atto, ma soprattutto dalla caduta del reddito per molte famiglie anche di lavoratori dipendenti, dove la cassa integrazione ha significato una decurtazione delle retribuzioni, e soprattutto per la platea dei precari e dei lavoratori con contratti a termine. Il commercio internazionale è crollato, il nostro interscambio nei mesi del *lockdown* (febbraio-aprile) è sceso del 20%, ma le esportazioni in marzo-aprile sono calate molto di più delle importazioni (-40 contro -30) su tutti i mercati. Gli investimenti si sono azzerati facendo totalizzare probabilmente in media d'anno una riduzione del 25/30%.

Il mercato del lavoro. Lo stato del mercato del lavoro è particolarmente critico, nonostante le misure a sostegno dei redditi ed alla conservazione del posto di lavoro, messe in atto sin da subito. L'Istat, nel suo rapporto per il primo trimestre 2019, illustra con i dati raccolti dalle diverse istituzioni (Istat, Inps, Inail Ministero del lavoro, ecc.) le trasformazioni del mercato del lavoro e fornisce un primo spaccato di come il fermo delle attività produttive del mese di marzo abbia colpito l'occupazione. Limitata nel primo trimestre è stata la riduzione delle posizioni lavorative, assai più consistente la riduzione delle unità di lavoro equivalenti a tempo pieno totalizzando un milione e settecentomila lavoratori equivalenti in meno rispetto al trimestre precedente (la media trimestrale contiene il solo marzo di fermo). Le dinamiche del solo mese di marzo fanno presagire uno smottamento assai più consistente per i mesi successivi nel numero degli occupati equivalenti e delle posizioni lavorative. Il saldo divenuto negativo tra attivazione e cessazioni delle posizioni lavorative in tutti i settori mostra, a partire dalla fine di febbraio, un numero crescente di cessazioni per le figure per cui è risultato più facile troncare il contratto di lavoro, cioè i lavoratori a tempo determinato e gli indipendenti

FIGURA 1.1. CONSUMO MENSILE DEI CARBURANTI PER IL TRASPORTO (000/ton)



(*) Comprende il bioetanolo;
(**) Comprende il biodiesel ed è riferito al solo consumo dei motori

Fonte: elaborazioni REF-E su dati preliminari MiSE

soprattutto nel terziario, prevalentemente giovani e donne. Minore sino a ora l'impatto per i lavoratori dell'industria, più protetti dal sistema di *welfare*.

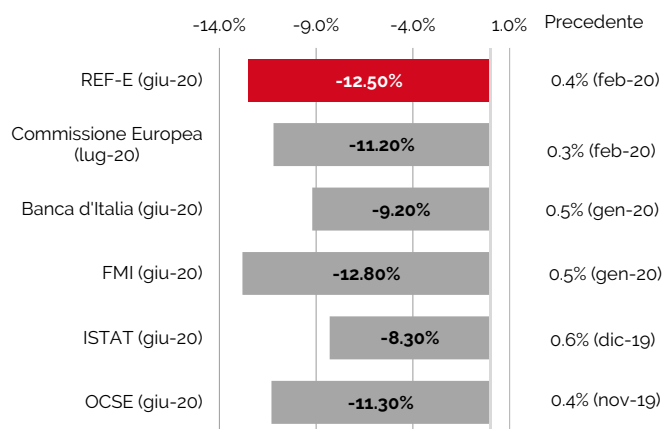
L'inflazione. I prezzi delle *commodities* e dei beni finali hanno registrato le conseguenze del crollo della domanda. I prezzi al consumo nei primi cinque mesi sull'anno hanno continuato a decelerare, fino ad entrare in territorio negativo nel mese di maggio. A determinare questo andamento è soprattutto la forte flessione dei prezzi dei carburanti (una delle componenti più volatili del paniere), che spingono la diminuzione dei prezzi dei prodotti energetici a un'ampiezza (-12,7%) che non si vedeva dal 2000. Al netto degli energetici, l'inflazione resta nell'intorno dell'1,0% e la componente di fondo a +0,8. Fenomeni di scarsità dell'offerta si sono registrati in alcuni comparti dell'alimentare, in particolare dove l'aumento dei prezzi ha toccato anno su anno il 2,4%.

Tra le misure adottate per contenere la pandemia, i limiti agli spostamenti hanno avuto un impatto imponente sull'utilizzo di carburante per il trasporto. I consumi di benzina, gasolio e G.P.L. sono calati rispettivamente del 52%, del 41% e del 16% nel mese di marzo 2020 rispetto a marzo 2019. Il divario percentuale è poi aumentato nel mese di aprile (-73,4%, -59,9% e -41,4% rispetto all'anno precedente), interamente coinvolto dalle misure restrittive, per poi ridursi a maggio con la sospensione di tali misure (-40%, -34% e -38,8%). A maggio, nonostante le riaperture e il rilassamento dei vincoli sugli spostamenti, i consumi per i tre carburanti erano ancora inferiori del 36% rispetto a maggio 2019 e del 34% rispetto a febbraio 2020, l'ultimo mese non coinvolto dalle misure di emergenza. Le prospettive di un rimbalzo molto dilatato nel tempo terranno i prezzi bassi a lungo. Al momento, nonostante la forte espansione monetaria, il rischio maggiore rimane comunque quello del prolungarsi della deflazione.

La ripartenza. Il secondo trimestre vede l'avvio di

un graduale ritorno alla normalità e di una ripresa delle attività ancora fortemente condizionata dalle normative precauzionali, dalla prudenza nei comportamenti dei consumatori e dai vincoli di liquidità delle imprese. In aprile si è registrato qualche segnale positivo con l'aumento dei prestiti alle imprese (+1,7% annuo), con il costo fermo ai minimi (1,1% in media), grazie ai primi effetti delle misure per la liquidità. È importante che questo flusso di credito non si interrompa per far fronte alle necessità create dal crollo dei fatturati. La ripartenza non ci riporterà sul livello di attività pre-Covid, neanche negli scenari più ottimistici, in breve tempo. A fine anno il Pil non tornerà sui livelli del primo trimestre facendo totalizzare un valore medio annuo tra il -11% ed il -14% a seconda dei previsori e degli scenari più o meno negativi sul ritorno del contagio in autunno. Più marcato sarà il crollo del 2020, più significativo il rimbalzo, ma questo dipenderà anche da un possibile ritorno del virus. Ad oggi gli scenari di consenso convergono nell'indicare che a fine 2021 non saremo ancora tornati ai livelli del 2019. Il mercato del lavoro continuerà a subire le conseguenze negative ancora più a lungo. Il prezzo che stiamo pagando per non aver saputo attrezzarci per affrontare un rischio prevedibile resterà molto elevato ancora

FIGURA 1.2. STIME DI CRESCITA DEL PIL ITALIANO NEL 2020 (% a/a) POST-CORONAVIRUS



Fonte: elaborazioni REF-E

per molto tempo. L'inflazione continuerà ad essere prossima a zero per il prossimo biennio. L'indice armonizzato dei prezzi al consumo dopo la caduta di 0.2% in media d'anno potrebbe segnare un ulteriore -0.1% nell'anno successivo.

Gli interventi di politica economica. Il *mix* degli interventi della politica economica per molto tempo potrà contare su una politica monetaria molto espansiva, facilità di accesso al credito, a tassi prossimi a zero. A inizio giugno Francoforte ha ulteriormente ampliato l'ammontare degli acquisti (di 600 miliardi di euro) di titoli pubblici e privati emergenziali, allungandone l'orizzonte fino a giugno 2021. La BCE si è riservata ampia flessibilità nel realizzare gli acquisti, sia in termini di paesi emittenti che di tipologia di titoli. Peraltro, ciò si somma al programma di acquisti che era già in corso pre-Covid (20 miliardi al mese) e al primo intervento a inizio crisi (120 miliardi aggiuntivi). La BCE copre una crescente quota di domanda di titoli pubblici, di cui l'Italia è tra i principali beneficiari. Il differenziale dell'Italia nei tassi sovrani si è lievemente contenuto, la sua volatilità è tuttavia elevata, legata alle altalenanti attese sulle sorti dei nuovi fondi per la ripresa.

Quanto alla politica di bilancio dell'Italia i programmi di spesa si sono concentrati sino ad ora su strumenti poco selettivi nel tentativo non

riuscito del tutto di dare una rete di protezione ai lavoratori e di agevolare l'erogazione del credito alle aziende. Molti i ritardi, le cui conseguenze si sono fatte sentire sulle fasce più deboli della popolazione (donne e giovani che hanno preferito in assenza di prospettive uscire dal mercato del lavoro) e sulle aziende più esposte e già molto indebitate. In prospettiva le misure di politica economica non dovrebbero trovare vincoli di spesa come in passato, cade temporaneamente il vincolo di rientro dal debito. L'accesso ai fondi comunitari, in parte potrà contare sul soccorso del bilancio comunitario che potrà essere ottenuto a fronte programmi specifici.

Le politiche pubbliche non potranno esimersi dal continuare a sostenere ancora i redditi dei più fragili, ma dovranno diventare più selettivi. Le risorse che il Governo otterrà saranno in gran parte a debito, ed anche il finanziamento dal bilancio comunitario richiederà anche all'Italia un contributo di garanzia per la costituzione dei fondi e coinvolgerà anche l'Italia al rimborso del debito europeo a scadenza. I debiti nazionali ed europei potranno essere ripagati solo se si metteranno in condizioni le generazioni future di produrre con nuova e più efficiente capacità produttiva in sostituzione di quella che anche la pandemia ha concorso a rendere obsoleta. . Nel 2020 il rapporto

FIGURA 1.3. EVOLUZIONE DEL PIL
(% a/a)

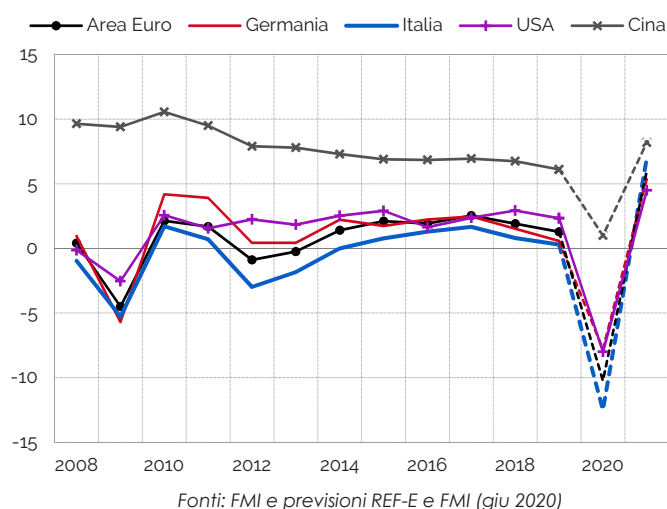
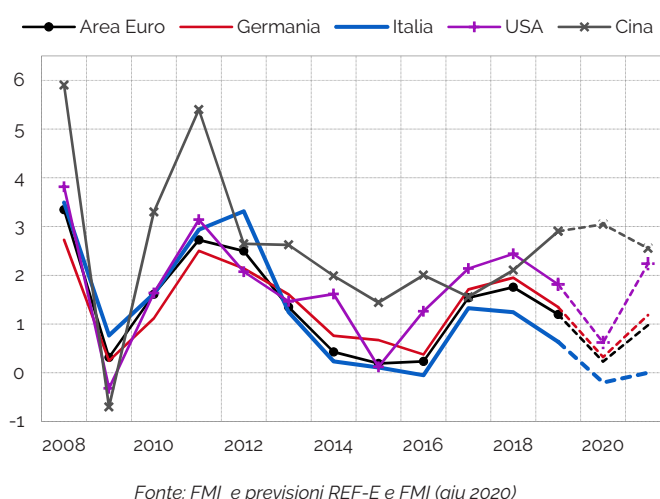


FIGURA 1.4. EVOLUZIONE DELL'INFLAZIONE
(% a/a)



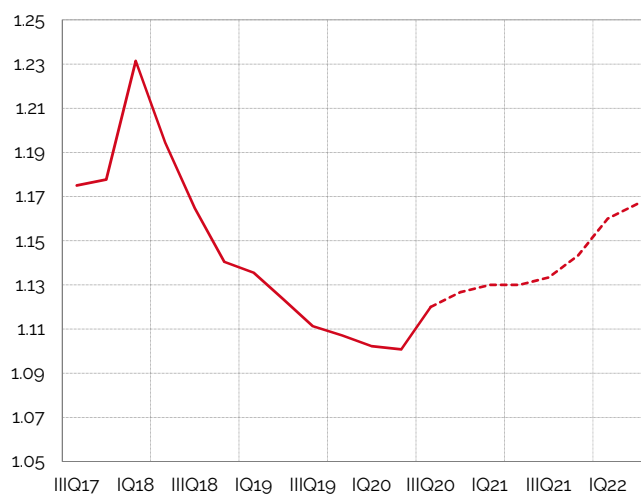
2020 il rapporto debito/Pil salirà verso il 160% e la sua sostenibilità sarà misurata sulla capacità di far crescere il denominatore. Per non tornare ad un sistema economico con gli squilibri del passato cruciale sarà la scelta di strumenti e investimenti in settori e tecnologie capaci di far fronte ai rischi che intravediamo nel futuro più o meno prossimo. Tra i rischi più rilevanti, sicuramente quello climatico ha un posto di primo piano sia per la sua capacità di creare nuove opportunità di lavoro che il suo potenziale moltiplicativo.

Le politiche monetarie e il tasso di cambio. Dopo la brusca flessione fatta segnare a inizio marzo in reazione alla forte diffusione in Italia e in Europa del COVID-19, il cambio €/€ è tornato a trattare nel range attivo da luglio 2019 compreso tra 1.0850 e 1.1400. L'evoluzione delle economie dei due blocchi è ancora molto incerta, con gli Stati Uniti che adottando politiche di contenimento della pandemia meno restrittive di quelle attuate in Europa che nel 2020 dovrebbe soffrire una contrazione del PIL meno severa di quella europea, ma le cui prospettive di ripresa appaiono meno promettenti. Il FMI stima una contrazione del prodotto interno lordo americano dell'8% nel 2020 e una crescita del 4.5% nel 2021, che dipenderà comunque anche dall'esito delle prossime presidenziali del prossimo e dalle politiche economiche che verranno decise successivamente. Per l'Area Euro, il FMI stima invece una contrazione del 10.2% quest'anno, seguita da una ripresa del 6% nel 2021.

Sia la politica monetaria della BCE, di cui si è parlato sopra, che quella della FED sono fortemente espansive, ma la preoccupazione manifestata recentemente dalla banca centrale americana circa la stabilità degli istituti di credito, con conseguenti limiti imposti a *buyback* e dividendi, potrebbe portare ad un cambio di marcia in direzione più restrittiva, che se nel breve termine sosterebbero il cambio, nel medio lungo potrebbero deprimere la ripresa.

Manteniamo quindi inalterate le nostre proiezioni sul cambio €/€ con un valore medio atteso stabile nel 2020 nell'intorno di 1.112 e nel 2021 di 1.13. Tale stabilizzazione dovrebbe preparare un successivo recupero verso il livello di equilibrio strutturale a 1.20.

FIGURA 1.5. EUR/USD: STORICO E PREVISIONE



Fonte: Reuters

An aerial photograph of a large fleet of oil tankers on the ocean. The ships are scattered across the frame, with a large tanker in the lower right foreground. The water is dark blue, and the sky is a warm, golden yellow from the setting or rising sun, creating a strong reflection on the water's surface. The ships are silhouetted against the bright light.

02

Commodities

PETROLIO

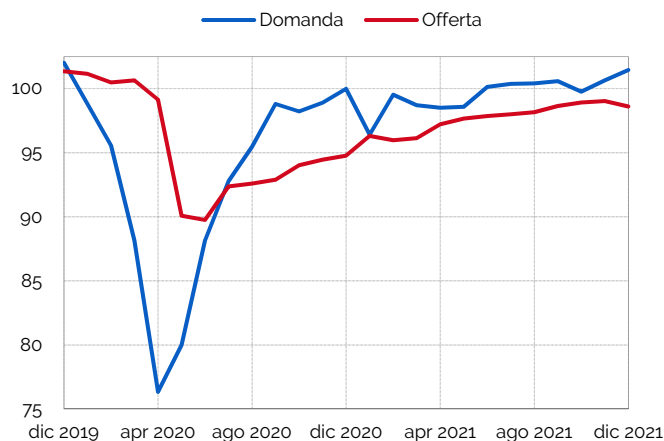
Nel corso del primo trimestre di quest'anno il mercato petrolifero ha subito, per la prima volta nella storia, la combinazione di uno *shock* lato domanda e uno lato offerta, entrambi di portata molto significativa, legati rispettivamente alla diffusione del COVID-19, con conseguenti ondate di chiusure e fermi alla circolazione delle persone e delle merci, e alla rottura dell'alleanza tra Arabia Saudita e Russia (OPEC+) con un conseguente e repentino cambio di strategia da parte dei due produttori che, puntando alla difesa e all'espansione delle proprie quote di mercato, hanno reso disponibili ingenti quantità di greggio a basso costo.

Questi avvenimenti si sono innestati in un contesto di per sé già critico. La crescita degli impianti di estrazione di *shale-oil* ha infatti portato nel corso degli anni ad un progressivo cambiamento della struttura del mercato con il sostanziale bilanciamento del peso della produzione tra blocchi di paesi produttori, il conseguente ridimensionamento della posizione dominante dell'OPEC e la perdita di efficacia delle politiche di sostegno ai prezzi del cartello. 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, ha inoltre contribuito nel corso del 2019 e a inizio 2020 a limitare l'estensione dei movimenti del mercato in fase di recupero, per cui il valore medio del WTI a febbraio si attestava a 50 \$/bbl e quello del Brent a 55 \$/bbl.

Da febbraio ad aprile il Brent ha perso più del 50%, toccando un minimo a 19 \$/bbl il 21 aprile, giorno successivo al rapido movimento del WTI in territorio negativo. I prezzi hanno poi cominciato a recuperare terreno, tornando al di sopra dei 40 \$/bbl all'inizio di giugno, grazie alla ricomposizione dell'OPEC+ e al contestuale taglio alla produzione di 9,7 milioni di barili al giorno (Mbpd) per i mesi

di maggio e giugno (successivamente esteso a luglio), a parziale compensazione di una perdita della domanda stimata in media nell'intorno dei 20.5 Mbpd tra marzo e maggio (circa il 20% del consumo mondiale medio nel 2019).

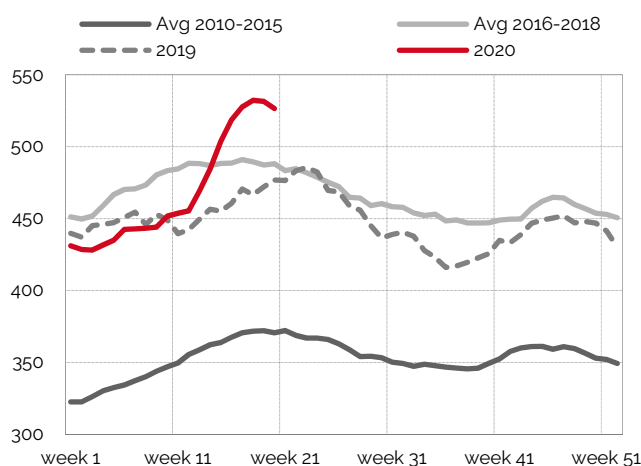
FIGURA 2.1. DOMANDA E OFFERTA MONDIALE DI PETROLIO (mbbl/d)



Fonte: EIA

L'eccesso di offerta generato dalla combinazione degli eventi descritti sopra ha comportato un eccezionale aumento delle scorte, un parallelo rialzo del prezzo dello stoccaggio e un incremento della volatilità delle quotazioni sia del greggio, che a NY è arrivato a trattare in territorio negativo.

FIGURA 2.2. ANDAMENTO STAGIONALE SCORTE OIL USA (Mln BBL)

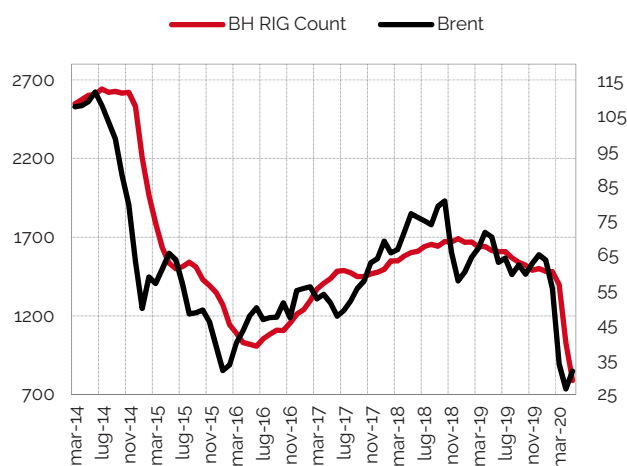


Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

La forte incertezza sui tempi e sulle modalità di ripresa della domanda, sulla tenuta degli accordi OPEC+, sull'aderenza dei singoli produttori alle quote imposte e sui tempi necessari a un ritorno dei livelli delle scorte nella norma pesa sul quadro di breve termine, obbligando a una significativa revisione al ribasso degli obiettivi di prezzo. La previsione per il 2020 è quindi ora di un prezzo medio nell'intorno dei 40 \$/bbl e per il 2021 leggermente superiore a 45 \$/bbl.

L'elasticità dell'offerta di *shale-oil* al prezzo rappresenta d'altra parte un fattore di bilanciamento del mercato che, in un contesto post pandemia caratterizzato da una graduale normalizzazione della domanda, dovrebbe continuare a contribuire, assieme al bilanciamento del peso dei diversi blocchi di paesi produttori, a limitare eccessi nelle fluttuazioni dei prezzi soprattutto al rialzo. Una volta assorbiti gli *shock* di inizio anno, il mercato petrolifero potrebbe quindi tornare a essere caratterizzato da bassi livelli di volatilità, in linea con quanto previsto nel precedente *Energy Outlook*.

FIGURA 2.3. BACKER HUGH RIG USA E INTERNAZIONALE

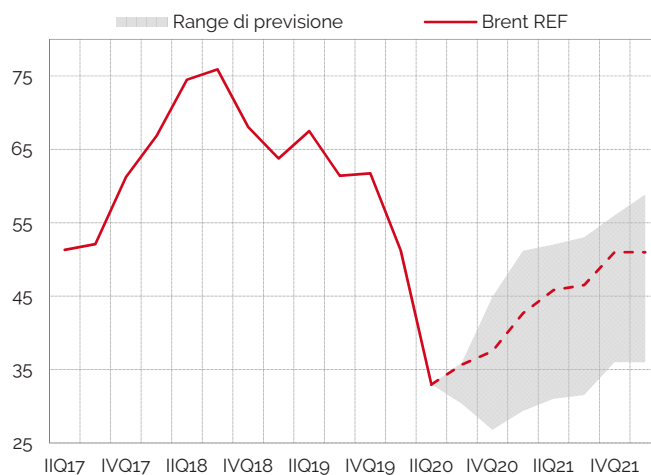


L'aspettativa di un assestamento del mercato su livelli di volatilità inferiori a quelli medi storici comporta il restringimento della banda di prezzo

delimitata tra scenario Reference e HIGH a un'ampiezza media da qui a fine 2021 di poco superiore a 5.5 \$/bbl.

Lo scenario *LOW* prende invece in considerazione il rischio che il prossimo autunno una seconda ondata di contagi comporti un nuovo periodo di limitazioni agli spostamenti e sospensione delle attività economiche. In questo caso, non solo i prezzi potrebbero scendere rapidamente al di sotto dei minimi della scorsa primavera, ma il recupero della domanda si profilerebbe più lento e difficoltoso di quanto atteso allo stato attuale, con possibili fallimenti e chiusure definitive di imprese e attività. L'ampiezza della banda di prezzo delimitata tra *Reference* e *LOW* è quindi più ampia e asimmetrica rispetto a quella *Reference-HIGH*. L'ampiezza media della banda inferiori da oggi a fine 2021 è quindi superiore a 12 \$/bbl.

FIGURA 2.4. BRENT: STORICO E PREVISIONE (\$/bbl)



CARBONE

Il mercato del carbone è stato colpito in maniera particolarmente dura dal crollo della domanda generato dalle misure di contenimento del COVID-19 su scala globale, con generalizzato movimento al ribasso dei prezzi dei combustibili che ha favorito la generazione a gas ed enfatizzato

l'impatto delle politiche di decarbonizzazione messe precedentemente in atto.

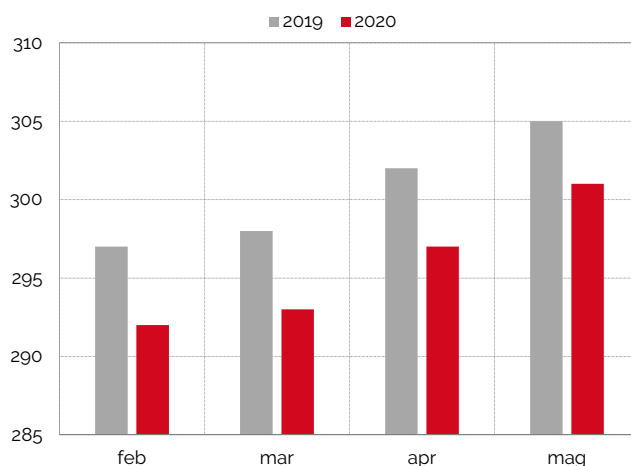
L'IEA stima una contrazione della domanda globale di carbone nel 2020 nell'intorno del 8% rispetto al 2019, legata prevalentemente alla generazione di energia, a fronte di una riduzione complessiva della domanda di energia inferiore al 4%. Viene inoltre stimata una discesa del peso del combustibile nel *mix* di un punto percentuale su scala globale dal 24% al 23%.

La portata e la durata delle misure di contenimento applicate in Cina rende il suo contributo alle riduzioni nella domanda di energia significative, ma così anche il potenziale di una loro ripresa a fine pandemia. Il forte rallentamento della crescita economica indotto dal COVID-19 rischia infatti di incentivarne l'utilizzo. Il carbone resta per la Cina una fonte di energia a basso costo e una riorganizzazione dei trasporti e del sistema di distribuzione potrebbe sostenere sia produttori che le centrali a carbone. L'andamento in crescita delle importazioni, nonostante il lungo periodo di *lockdown*, va in questa direzione.

Le importazioni di carbone verso la Cina tra gennaio e maggio hanno registrato un incremento prossimo al 17% rispetto allo stesso periodo nel 2019 che ha totalmente compensato le parallele riduzioni di Corea del sud e Unione Europea.

I dati forniti dalla National Energy Administration cinese mostrano d'altra parte un decremento dell'utilizzo del carbone per produzione di energia tra febbraio e aprile di quest'anno inferiore al 2% rispetto allo stesso periodo nel 2019

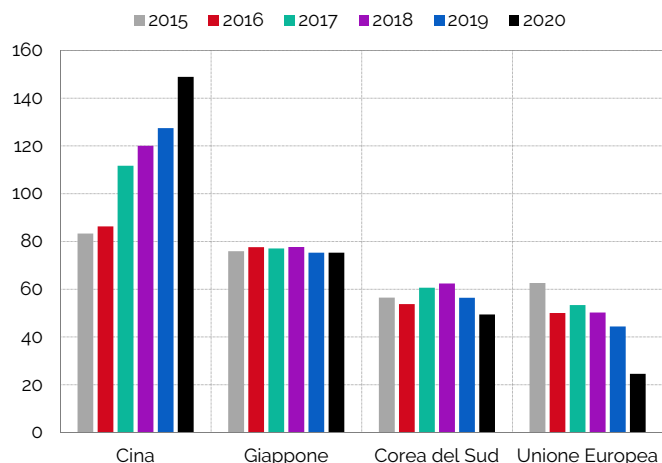
FIGURA 2.6. CINA: CONSUMO DI CARBONE PER PRODUZIONE DI ENERGIA (MT)



Fonte: Chinese National Energy Administration (NEA)

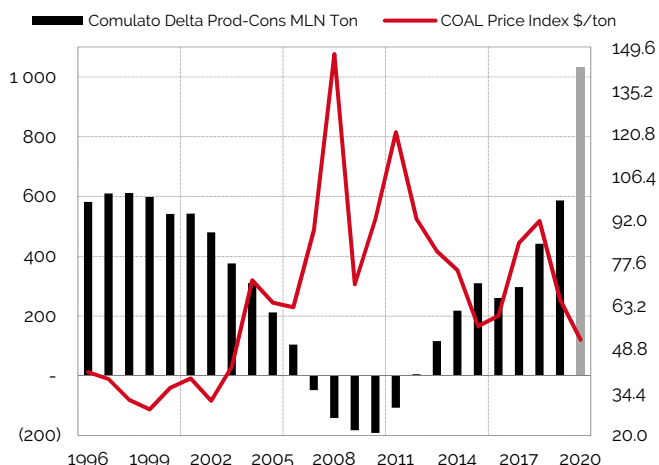
I dati BP incrociati con le stime IEA mettono comunque in evidenza come la forte riduzione della domanda mondiale di carbone nel 2020, a fronte di una produzione attesa stabile, comporti un incremento dell'eccesso di offerta speculare alla riduzione della domanda, che si tradurrà in accumulo di scorte.

FIGURA 2.5. IMPORT DI CARBONE CUMULATO GEN-MAG (Mt)

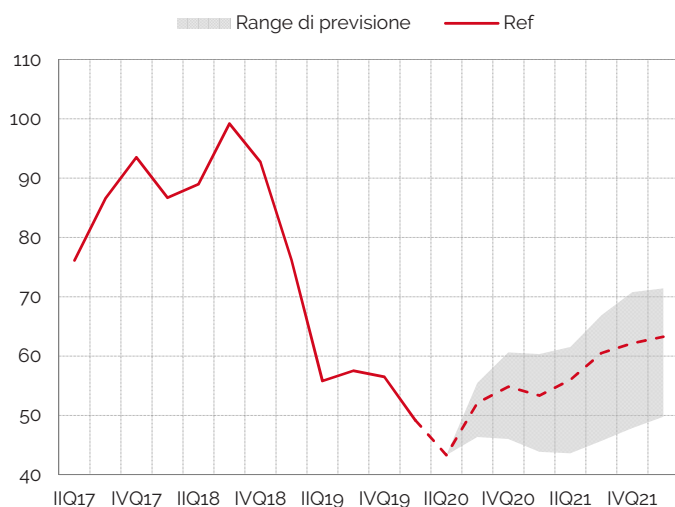


Fonte: elaborazioni REF-E su dati Eurostat e Reuters

FIGURA 2.7. ANDAMENTO PREZZI CARBONE VERSO BILANCIO D-O



Fonte: Reuters

FIGURA 2.8. CARBONE: STORICO E PREVISIONE (\$/ton)


Fonte: Reuters

L'eccesso di offerta/scorte già presente sul mercato del carbone prima della pandemia limita le possibilità di recupero dei prezzi, soprattutto europei, nel breve termine.

Il *Green New Deal* europeo (il piano ambientale dell'Unione Europea) che ambisce alla fissazione di un obiettivo di decarbonizzazione entro il 2020, 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 50 \$/ton nel 2020 e dei 60 \$/ton nel 2021.

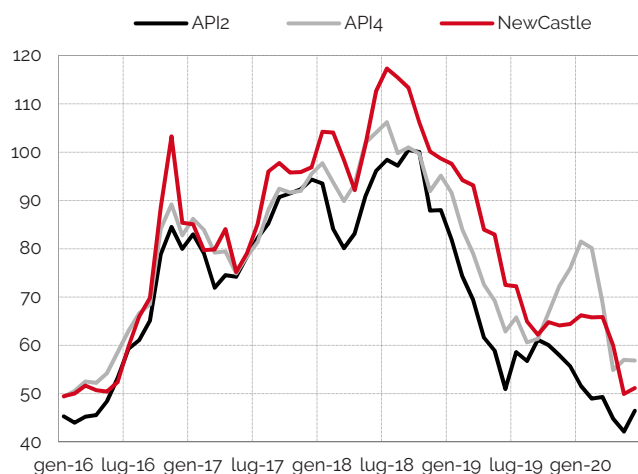
La previsione di una ripresa della richiesta specialmente in India e in Cina dovrebbe sostenere

i riferimenti per i prezzi asiatici. Nonostante il *decoupling* da quelli europei, soprattutto in fasi di rialzo, un recupero dei primi limiterebbe lo spazio in discesa per i secondi, per cui il nostro scenario più pessimista vede eventuali nuovi ribassi limitati ai 45 \$/ton.

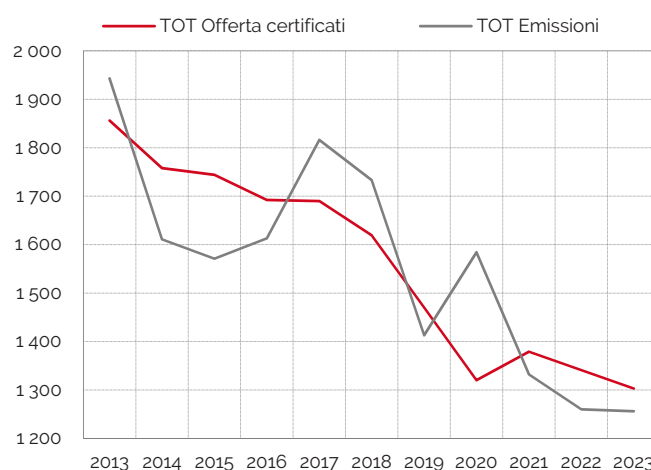
CO₂

Nel primo trimestre 2020 il prezzo medio dell'ETS future Y+1 per la copertura delle immissioni di CO₂ è stato di 22.8 €/t sostanzialmente stabile rispetto al primo trimestre 2019 (consuntivato a 22.1 €/MWh) nonostante la brusca flessione della domanda legata alle chiusure e alla limitazione degli spostamenti che nel corso del mese di marzo hanno coinvolto buona parte dei paesi europei, con un minimo di prezzo toccato il 18 marzo a 15.3 €/MWh. Nei mesi di aprile e maggio le quotazioni hanno recuperato terreno e si sono attestate in media a 20 €/MWh.

L'andamento del mercato ETS appare legato a logiche di natura prevalentemente finanziaria e all'aspettativa che la Commissione Europea nelle decisioni riguardanti le politiche di stimolo alla ripresa post COVID-19 ponga particolare attenzione al tema della decarbonizzazione. La recente, ulteriore, discesa dei prezzi gas (il prezzo medio del TTF a maggio di quest'anno è oltre il 65% inferiore

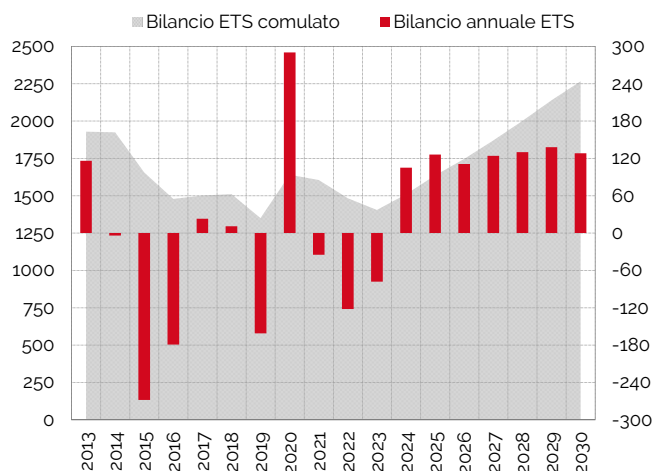
FIGURA 2.9. ANDAMENTO PREZZI CARBONE (\$/t)


Fonte: Reuters

FIGURA 2.10. EU CO₂ - EMISSIONI E CERTIFICATI (Mt)


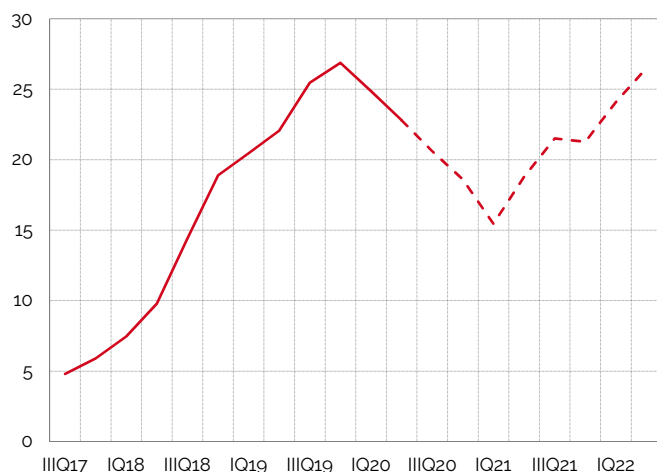
Fonte: Reuters

FIGURA 2.11. BILANCIO ETS (Mt)



Fonte: Reuters

FIGURA 2.12. PREZZO DEL CARBONIO EU ETS (€/t)



Fonte: Reuters e previsioni REF-E

a quello di maggio 2019) e la contestuale relativa tenuta del prezzo del carbone europeo (il valore medio dell'API2 in euro a maggio 2020 è del 45% inferiore a quello di maggio 2019) hanno reso la generazione a carbone meno competitiva di quella a gas già a partire da aprile e avrebbero giustificato valori della CO₂ negativi.

Con una contrazione del 7,75% prevista nel 2020 per la Zona Euro, le attese sono inoltre per una riduzione delle emissioni superiore al 10%. Nonostante parte dell'eccesso di offerta generato sia destinato a venire riassorbito grazie al meccanismo della *Market Stability Reserve* e già a

partire dal 2021 l'offerta annuale sia attesa al di sotto della domanda, la forte riduzione delle emissioni di quest'anno annulla di fatto la possibilità che i titoli in circolazione possano scendere stabilmente al di sotto dei 1500 Mt.

NEXT GENERATION EU

Si tratta di uno dei pacchetti di aiuti presentati a maggio per assicurare una ripresa green nell'ambito delle politiche a sostegno della crescita post COVID-19. Dovrebbe sostenere le economie degli stati membri, incentivare gli investimenti privati e finanziare programmi di protezione della salute pubblica, attraverso l'elargizione di 500 mld di euro in trasferimenti e 250 mld di euro in prestiti. La rilevanza potenziale del pacchetto per il mercato degli ETS risiede nel fatto che i fondi raccolti in questo ambito verranno canalizzati attraverso programmi dell'Unione Europea, conferendo quindi al *Green Deal* un ruolo rilevante nel piano di ricostruzione. *Next Generation* verrà finanziato prevalentemente da debito, ma è stata manifestata la volontà di accrescere le risorse interne dell'Unione Europea. Tra le opzioni prese in considerazione a questo scopo, sono stati contemplati un meccanismo di aggiustamento sulla CO₂ al confine (che potrebbe comportare la compensazione della produzione di lavoratori e/o semilavorati in paesi con minore attenzione agli obiettivi di decarbonizzazione con l'acquisto di ETS) e la possibilità di estendere il regime EU degli ETS alla navigazione marittima e al traffico aereo intercontinentale. La Commissione ambisce ad un accordo politico sia su *Next Generation* che l'MFF (piano finanziario pluriennale da 1.1 trilioni di euro) entro luglio.

Nonostante la scarsa rilevanza nel brevissimo termine dello *Switch* da carbone a gas come determinante del prezzo della CO₂, manteniamo come scenario *Reference* quello della convergenza

verso il *target* in area 26 €/MWh, sotto l'ipotesi di integrazione degli obiettivi di decarbonizzazione nel piano di ricostruzione dell'Unione Europea e di un'accresciuta conseguente rilevanza dello strumento dell'ETS. In questo contesto. Il 2020 dovrebbe quindi potersi consuntivare su un prezzo annuale medio di poco inferiore ai 20 €/MWh e tornare al di sopra dei 21 €/MWh nel 2021.

Il rischio di una flessione anche significativa del prezzo della CO₂ si potrebbe materializzare soltanto nel caso in cui si creassero delle forti divergenze

tra stati sulle politiche europee per lo sviluppo e la decarbonizzazione. Il mantenimento di un livello di correlazione del prezzo della CO₂ con il Brent e il mercato azionario europeo, costituirebbe un ulteriore fattore di rischio nel caso in cui questi ultimi mercati dovessero subire ribassi significativi.



03

Outlook

per il
mercato gas

GNL E MERCATO MONDIALE DEL GAS

L'impatto della pandemia non è stato omogeneo sui diversi mercati dei combustibili. Mentre l'effetto è stato immediato e molto forte sul petrolio a causa del crollo drammatico dei consumi per il trasporto, quello sul gas è stato più diversificato, dipendendo maggiormente dalle misure prese dai diversi paesi per il contenimento della diffusione del virus e dallo stato pregresso delle relative economie. Essendo i consumi di energia strettamente correlati all'andamento economico e con il consenso che converge su una decrescita mondiale nel 2020 del 3% (in linea con la previsione del FMI), le attese si attestano su una parallela decrescita della domanda mondiale di gas, che potrebbe venire corretta al rialzo nel caso in cui, in assenza di una seconda ondata di contagi, si concretizzasse lo scenario più ottimistico di una ripresa *V-Shaped*.

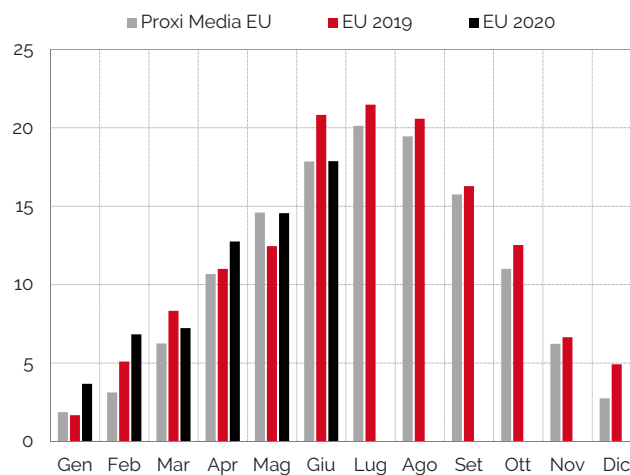
La forte contrazione della domanda di energia legata sia al rallentamento della crescita delle economie asiatiche già in atto nel 2019, in particolare di quella cinese, sia a temperature invernali superiori alla media in tutto l'emisfero nord e alle misure di contenimento del COVID-19 si è ripercossa anche sul mercato del gas, portando, in combinazione con la continua crescita della produzione, soprattutto di GNL, a un ulteriore aumento dell'eccesso di offerta e spingendo i prezzi al ribasso. La stima IEA sulla contrazione della domanda mondiale di gas nel primo trimestre di quest'anno, basata su un campione di mercati chiave in Asia, Europa e Stati Uniti, è nell'intorno del 3%.

Gli effetti sulla **domanda gas europea**, causati dalle restrizioni più o meno estese che via via tutti gli Stati europei hanno adottato, si possono osservare nel dato di aprile, ultimo dato consuntivo a disposizione, che riporta un -16% rispetto allo stesso mese del 2019, corrispondente a oltre 6 Bcm.

A questi effetti si è aggiunto un inverno

particolarmente mite, con temperature a livello europeo superiori di un paio di gradi rispetto allo scorso anno e perciò la domanda gas risulta, nei primi 6 mesi del 2020, in riduzione di oltre il 6% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Tale riduzione è stata mitigata dall'effetto di *coal to gas switch* indotto dagli attuali livelli di prezzo di gas, carbone e CO₂ che ha permesso agli impianti alimentati a gas di non assorbire completamente la riduzione di domanda elettrica. L'effetto dei prezzi sulla produzione del carbone è particolarmente forte osservando i dati del *mix* elettrico della Germania (si veda Capitolo 4).

FIGURA 3.1. TEMPERATURE EUROPA (°C)

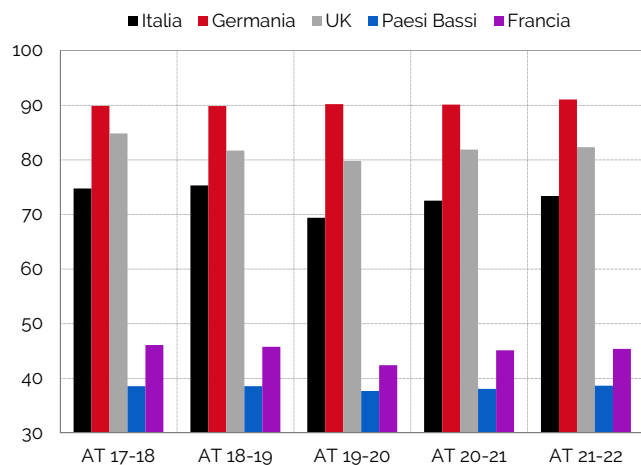


Fonte: Reuters

Nei prossimi mesi ci attendiamo una graduale ripresa della domanda gas rispetto ai livelli dell'anno scorso, guidata dal perdurare delle condizioni favorevoli alla produzione termoelettrica a gas e da temperature attese in media storica che non deprimano i consumi residenziali nel periodo invernale e alla riduzione attesa della produzione elettrica nucleare in Francia (si veda *si veda Capitolo 4*).

In totale sul 2020 la domanda attesa si attesta sotto i 480 Bcm, con una riduzione rispetto al 2019 di oltre il 3%. Per il settore termoelettrico si prevede invece un aumento del 2% rispetto al 2019, per un

FIGURA 3.2. DOMANDA GAS PRINCIPALI PAESI EUROPEI (Gmc)



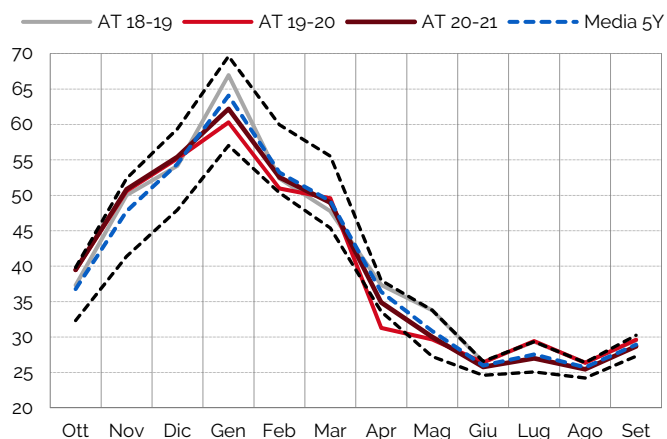
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Jodigas e Snam

totale di circa 2.5 Bcm in più, in uno scenario però di calo della domanda elettrica.

Nel 2021 il ritorno alla normalità delle attività produttive guiderà la ripresa della domanda che potrebbe registrare un aumento del 2% per un totale di circa 489 Bcm. Il settore termoelettrico registrerà però una contrazione dei consumi, pari al -4%, guidata principalmente da paesi come la Germania in cui il livello atteso dei prezzi delle *commodities*, meno favorevole al gas, faranno diminuire la domanda contendibile per i cicli combinati, nonostante un aumento atteso della domanda elettrica rispetto al 2020.

L'import di gas in Europa nel periodo che va da gennaio a giugno si è ridotto del 7% (poco più di 14

FIGURA 3.3. CONSUMI DI GAS IN EUROPA (Gmc) RANGE: 5Y

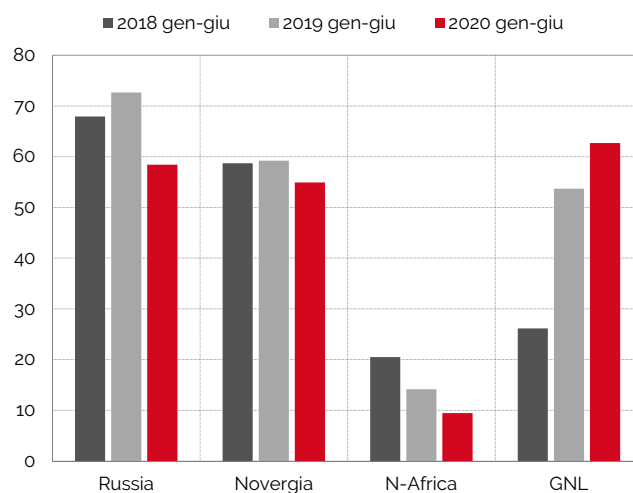


Fonte: elaborazioni REF-E su dati Jodigas e Snam

Bcm) rispetto allo stesso periodo nel 2019, con una contrazione degli arrivi via *pipeline* vicina al 16% (oltre 23 Bcm) che è stata soltanto parzialmente compensata dall'aumento degli arrivi di LNG (circa 16.5% su base tendenziale).

Il nuovo gasdotto da 9.5 miliardi di euro, **Nord Stream 2**, per il raddoppio della capacità esistente (da 55 Gmc a 110 Gmc) che permetterà alla Russia di negoziare direttamente con l'Europa, sarà completato in modo indipendente da Gazprom tra il Q4 2020 ed il Q1 2021 al massimo.

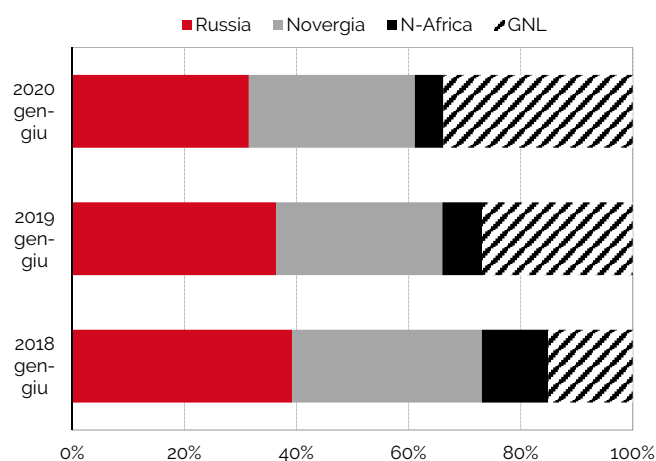
FIGURA 3.4. EUROPA: IMPORT GAS (Gmc)



Fonte: Reuters

Dopo la richiesta a dicembre 2019 del presidente americano Trump di interrompere i lavori per motivi di sicurezza, nel corso dei primi mesi del

FIGURA 3.5. EUROPA: IMPORT GAS PER PROVENIENZA SUL TOTALE (%)



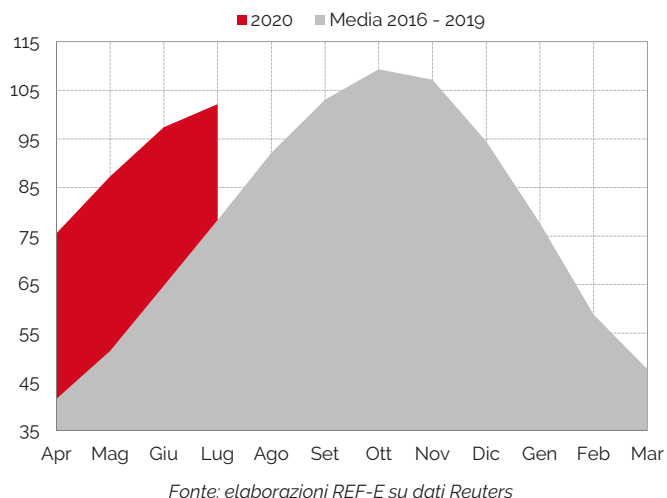
Fonte: Reuters

2020 sono state imposte sanzioni pecuniarie nei confronti delle aziende coinvolte nel progetto del mar Baltico al fine di ostacolarne il completamento. A oggi, l'unica società che ha ritirato le navi destinate alla costruzione di Nord Stream 2 è la svizzera Allseas, responsabile della posa dei tubi. Le sanzioni statunitensi, il cui scopo sembra essere quello di favorire il GNL americano, hanno incontrato la forte opposizione delle autorità russe e delle compagnie europee coinvolte nel progetto che hanno deciso di procedere con la costruzione in autonomia del gasdotto. Gazprom intende infatti portare a termine il progetto nei tempi stabiliti. Recentemente, un gruppo di senatori statunitensi ha minacciato di applicare sanzioni anche per i soggetti coinvolti indirettamente nel progetto (come ad esempio alle compagnie assicurative), suscitando una forte reazione da parte della Germania, che si è dichiarata pronta a esercitare ritorsioni nei confronti degli Stati Uniti.

Gli **stoccaggi europei** sono prossimi al pieno riempimento. La combinazione della contrazione della domanda, con offerta abbondante e prezzi sui minimi storici sta portando a ingenti accumuli di scorte. Gli stoccaggi europei sono arrivati alla fine della stagione dei prelievi su livelli di riempimento di più dell'80% superiori a quelli medi stagionali (74 Bcm a marzo 2020, contro una media 41 Bcm per i precedenti quattro anni). La giacenza oggi supera di poco i 100 Gmc (oltre il 45% della media degli ultimi quattro anni), con una percentuale di riempimento dell'83% e per l'inizio di agosto si potrebbe arrivare al pieno riempimento.

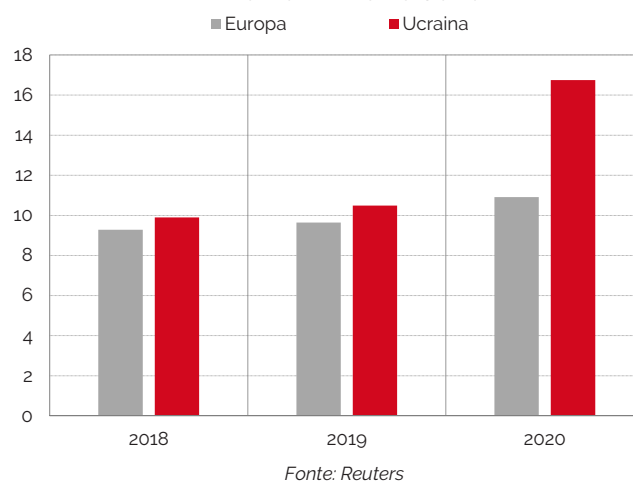
In questo contesto, gli operatori ucraini UkrTranzGas (che gestisce gli stoccaggi) e il TSO Gas Transmission System Operator of Ukraine stanno incentivando con tariffe di trasporto scontate ed esenzioni sui dazi il trasferimento di volumi nei loro stoccaggi. Sono inoltre stati creati punti di scambio virtuale sul confine ucraino occidentale che dovrebbero contribuire a incrementare la capacità di importazione favorendo le transazioni.

FIGURA 3.6. GIACENZA MEDIA MENSILE STOCCAGGI EUROPA (Gmc)



I dati di Gas Infrastructure Europe (GIE) indicano che la capacità di stoccaggio in Ucraina si aggira attorno a 30 Bcm. Nonostante il livello di riempimento a giugno fosse di 18 Bcm e che l'utilizzo della capacità sia di poco superiore al 60% (contro quello medio di giugno del 36%), l'Ucraina sembra poter ancora accogliere l'eccesso di offerta proveniente dall'Europa, riducendo il rischio di un collasso degli stoccaggi analogo a quello che si è verificato sul mercato petrolifero americano a fine aprile.

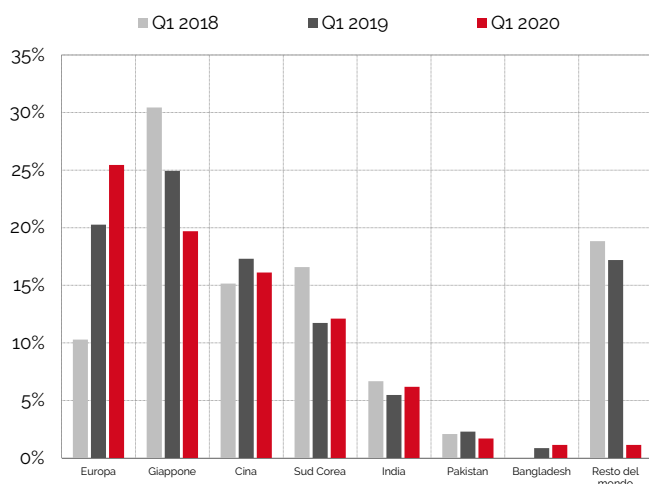
FIGURA 3.7. GIACENZA MEDIA STOCCAGGI: EUROPA VS UCRAINA (Gmc) RANGE: GENNAIO - GIUGNO



La **domanda globale di GNL** nella prima parte dell'anno ha invece continuato a crescere, ma nei mesi di aprile e maggio è stato registrato un forte rallentamento. Le importazioni mondiali nel primo trimestre hanno infatti visto un incremento tendenziale del 12%, in linea con quello del Q1-19, che è stato del 11%, mentre la crescita tendenziale nei primi cinque mesi di quest'anno è scesa al 8%, contro il 15% dello stesso periodo nel 2019. Nel primo trimestre 2019 le importazioni europee sono aumentate del 33% su base tendenziale contro l'88% del 2019. Ad aprile e maggio di quest'anno la crescita ha rallentato ulteriormente, attestandosi rispettivamente al 12% e al 19% e portando il tasso di crescita di questa prima parte dell'anno al 26% rispetto al 90% del 2019 in questo stesso periodo. Il peso dell'Europa sul mercato del GNL ha continuato ad aumentare anche nel 2020, con le importazioni che nel primo trimestre sono passate a costituire il 25% del totale mondiale dal 10% del 2018, rafforzandone il ruolo di mercato di bilanciamento, a scapito del Giappone (dove la ripresa della produzione nucleare ha comportato una riduzione della domanda di gas).

La domanda cinese nel Q1 ha subito una contrazione del 6% e dall'anno scorso il suo peso è inferiore a quello europeo, ma nel corso dell'anno,

FIGURA 3.8. PESO SULLA DOMANDA GLOBALE DI GNL (%)



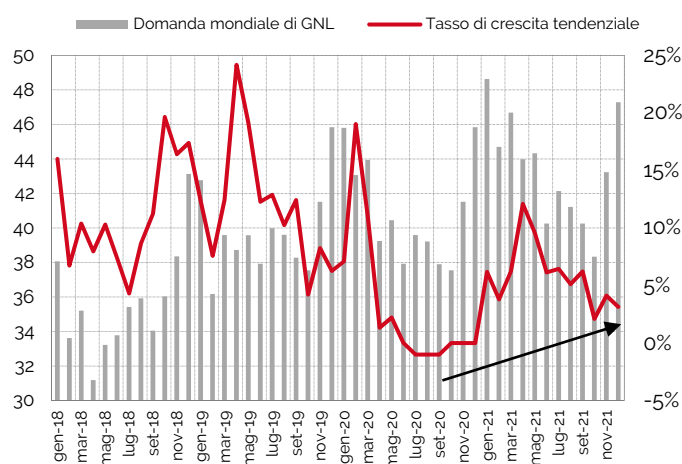
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

con la ripresa delle attività dopo le imponenti chiusure, è plausibile aspettarsi che ricominci a crescere compensando almeno parzialmente il forte rallentamento della domanda nel resto del mondo.

Il *trend* in rallentamento della crescita della domanda mondiale di GNL dovrebbe quindi stabilizzarsi nel corso dei mesi estivi, preparando un'inversione di tendenza, quindi la ripresa della crescita della domanda a partire da quest'inverno e nel corso del 2021.

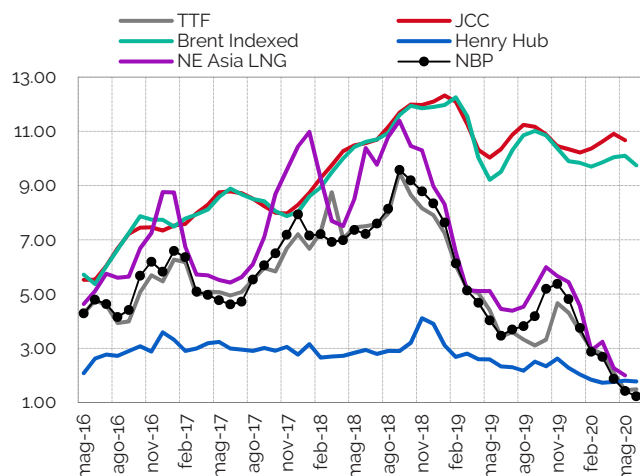
In questo scenario, relativamente benigno e basato sull'ipotesi di una progressiva ripresa delle attività produttive, di prezzi gas bassi che mantengono la produzione termoelettrica a gas competitiva rispetto a quella a carbone e di temperature invernali nella norma, la domanda mondiale di GNL nel 2020 dovrebbe crescere del 3% rispetto al 2018 e riportarsi su un tasso del 6% nel 2021.

FIGURA 3.9. DOMANDA MONDIALE DI GNL: TASSO DI CRESCITA E CUMULATO TENDENZIALE (Gmc, %)



Fonte: elaborazione e previsione Ref-e su dati Reuters

La crescita dell'**offerta** sta rallentando, con la significativa discesa dei prezzi e l'incertezza sull'andamento futuro dell'economia che hanno un forte impatto sui produttori, disincentivando gli investimenti in nuovi progetti e rallentando lo sviluppo di quelli esistenti.

**FIGURA 3.10. ANDAMENTO STORICO DEI PREZZI
DEL GAS (€/MWh)**


Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

Il maggiore contributo alla crescita dell'offerta di GNL arriva dagli Stati Uniti, le cui esportazioni tra gennaio e maggio sono aumentate più del 50% su base tendenziale. In questi mesi l'Unione Europea ha rappresentato più dell'80% del mercato per il GNL USA, con oltre 14 Gmc importati, più del 100% rispetto ai primi cinque mesi del 2019, nonostante il rallentamento di aprile e maggio.

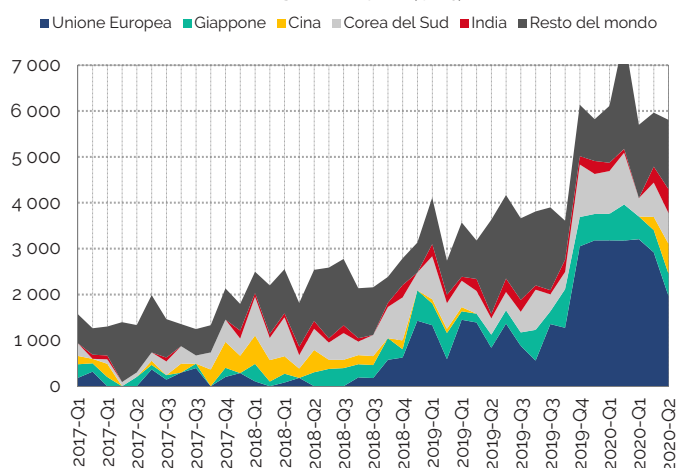
Nel corso della prima metà di quest'anno la remunerazione dei produttori statunitensi di GNL, rappresentata indicativamente dalla differenza tra prezzo di vendita liquefazione (massimo tra il prezzo di riferimento per il sud-est Europa e quello per il nord-est Asia), costi di trasporto e costi di

liquefazione (circa 3\$/MMbtu, pari a circa 3 €/MWh al tasso di cambio di gennaio), è stata tuttavia negativa. In uno scenario di progressiva ripresa della domanda e conseguente recupero dei prezzi, potrebbe tornare in territorio positivo alla fine di quest'anno. In quello più negativo di una seconda ondata di contagi e/o di un inverno caldo, quindi con offerta in eccesso e prezzi sotto pressione anche nel corso della stagione invernale, la remunerazione dei produttori USA rischierebbe di restare in territorio negativo anche per la maggior parte del 2021.

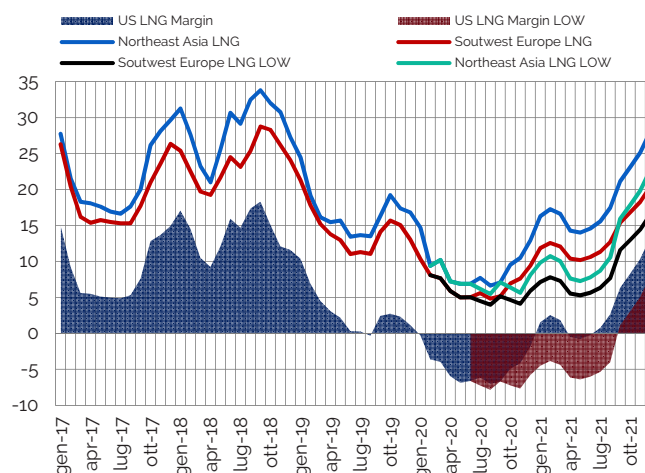
In questo contesto, numerosi progetti di investimento in nuova capacità stanno subendo importanti ritardi nelle *Final Investment Decisions* (FID).

Molte delle FID previste per il 2020, alcune delle quali relative a progetti strategici, sono state rimandate e restano in fase di revisione, con il rischio di subire ulteriori proroghe.

Molti dei progetti per i quali era previsto ricevere la FID nel 2020 sono stati rimandati al 2021, mentre per una minoranza la decisione di investimento è stata rimandata a data da destinarsi. In totale, a oggi, si tratta di circa 210 Mt/a (pari a circa 280 Gmc annui) di capacità GNL che ha subito un ritardo nella decisione di finanziamento da parte degli investitori.

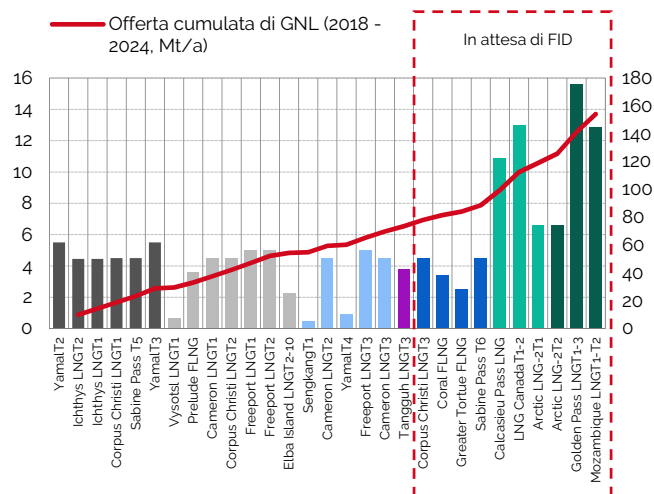
**FIGURA 3.11. USA: ESPORTAZIONI DI GNL PER
DESTINAZIONE (Gmc)**


Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

**FIGURA 3.12. REMUNERAZIONE DEI PRODUTTORI
USA (€/MWh)**


Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

FIGURA 3.13. OFFERTA MONDIALE DI GNL (Mt/a)



La situazione più critica è quella degli USA. Le FID per gli impianti di Rio Grande in Texas (36.5 Gmc di capacità) e di Driftwood LNG in Louisiana la cui FID per i Treni 1 e 2 sono slittate al 2021 mentre il progetto di espansione dell'impianto è stato rimandato a data da destinarsi (in totale, si tratta di circa 37 Gmc di capacità GNL). Sempre nel 2021 dovrebbe arrivare la FID per gli impianti di Brownsville, Port Arthur e Lake Charles, prevista inizialmente nel corso del 2020. Anche in Australia il quadro è preoccupante: l'ampliamento dell'impianto di

Scarborough (Pluto LNG, Train 2) è stato rimandato per ora al 2021, mentre gli sviluppi di Darwin LNG (Barossa) e NW Shelf (Browse) sono stati ritardati a data da definirsi. Nel continente africano, i progetti principali che hanno subito un ritardo nella FID da parte degli investitori sono Rovuma LNG in Mozambico (l'impianto più grande messo in *stand-by*, per circa 21 Gmc di capacità) e l'ampliamento dell'impianto PNG LNG in Papua Nuova Guinea (12 Gmc) di Exxon Mobil, entrambi rimandati almeno al 2021. Nonostante il rallentamento della crescita dell'offerta sia già evidente, nel breve termine l'effetto del rallentamento della crescita della domanda resta prevalente.

Per lo scenario *Reference* il 2020 (con crescita della domanda mondiale al 3%) non vede la possibilità che il mercato del GNL entri in tensione nemmeno nel caso di un inverno più freddo della norma, in quanto la capacità esistente permetterebbe comunque di soddisfare la domanda.

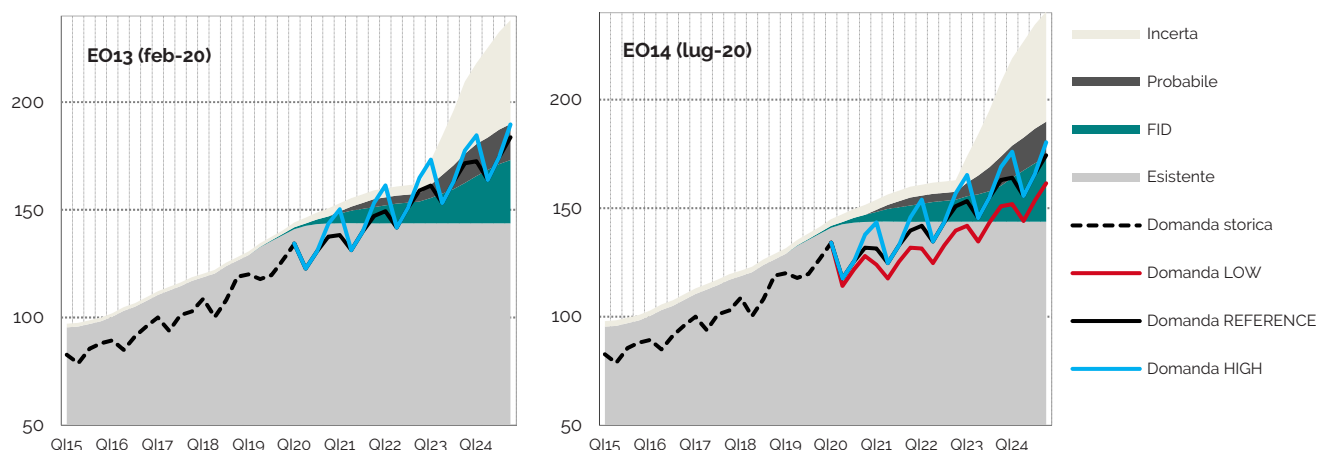
Questa eventualità si potrebbe invece ripresentare a partire dalla stagione invernale successiva, quando a fronte della ripresa della domanda (+6% atteso nel 2021) la capacità esistente potrebbe rivelarsi insufficiente.

TABELLA 3.1. PROGETTI DI LIQUEFAZIONE IN ATTESA DI FID

Paese	Impianto	Arrivo previsto della FID	Entrata in esercizio	Capacità (Gmc/anno)
Australia	Pluto LNG (Scarborough)T2	2021	2024	6.1
Australia	NW Shelf (Browse)	Non definito	2026	13.5
Australia	Darwin LNG (Barossa)	Non definito	2023	0.0
Cameroon	Cameroon FLNG II	2020	2022	1.4
Canada	Woodfibre LNG	2021	2025	2.8
Canada	Goldboro LNG	Non definito	2023	13.5
Messico	Energia Costa Azul	2020	2023	8.4
Mozambico	Rovuma LNGT1-T2	2021	2025	20.5
Papua Nuova Guinea	PNGT3-5	Non definito	2026	12.2
Qatar	North Field ExpansionT1	2020	2025	44.6
Russia	Obssky LNGT1	2020	2023	6.8
USA	Texas LNG BrownsvilleT1	2021	2024	2.7
USA	Rio Grande	2021	2023	36.5
USA	Port Arthur LNG	2021	2024	14.9
USA	Plaquemines LNGPhase-2	2021	2026	13.5
USA	Plaquemines LNGPhase-1	Non definito	2023	13.5
USA	Lake Charles	2021	2025	20.3
USA	Freeport LNGT4	Non definito	2023	6.8
USA	Annova LNG	Non definito	2024	8.1
USA	Driftwood LNGT1-2	2021	2023	22.4
USA	Driftwood LNGExp	Non definito	2023	14.9
Totale				283.2

Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 3.14. EVOLUZIONE DEL BILANCIO GLOBALE DI DOMANDA E OFFERTA GNL (Gmc)



Fonte: elaborazione REF-E su dati Reuters

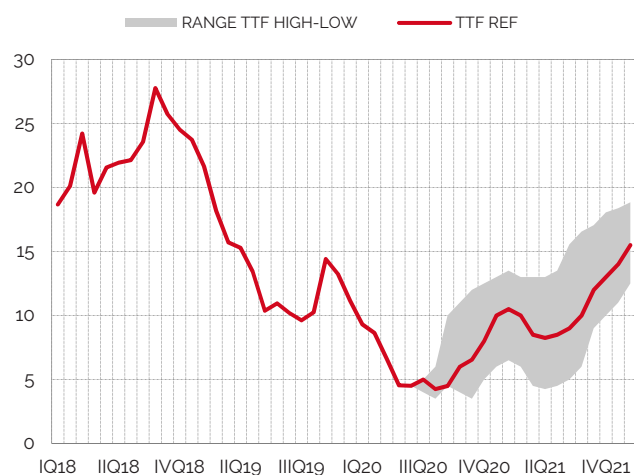
Uno scenario di disequilibrio tra domanda e offerta di GNL potrebbe persistere nel medio termine (dopo il 2023), con i ritardi nei progetti di investimento in nuova capacità che accumulandosi potrebbero rendere l'offerta scarsa anche negli inverni miti. Rispetto allo scenario di febbraio, la possibilità di un ritorno di tensione nel mercato del GNL viene quindi posticipata di un anno.

Nello scenario peggiore, in cui una seconda ondata pandemica costringesse a nuove chiusure deprimendo ulteriormente la domanda, quindi portandone la crescita a zero nel 2020 e al 3% nel 2021, il mercato non potrebbe tornare in tensione prima dell'inverno 2023, essendo la capacità

esistente sufficiente a soddisfare la domanda anche in caso di temperature invernali inferiori alla media.

La combinazione di ampia disponibilità di GNL e alti livelli degli stoccaggi pesa sulle **quotazioni europee del gas** nel breve termine, per cui ci aspettiamo che nel periodo estivo i prezzi al TTF restino in prossimità dei livelli correnti, iniziando a recuperare terreno molto gradualmente a settembre.

Nel caso di un inverno con temperature nella norma, è poco probabile che i prezzi riescano a stabilizzarsi al di sopra di 10 €/MWh prima della seconda metà dell'anno prossimo.

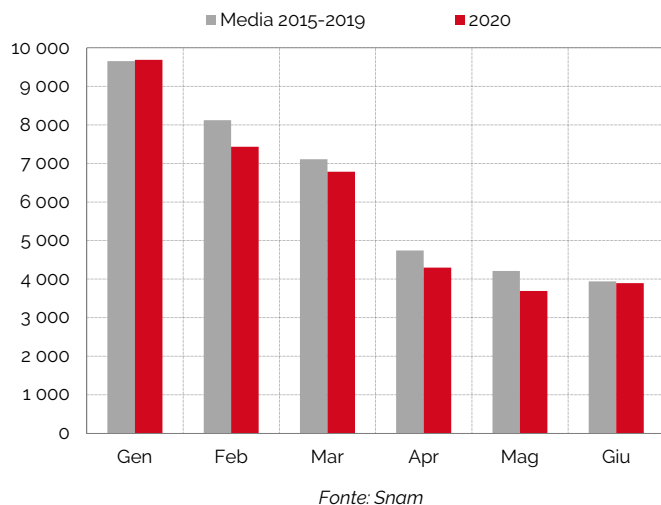
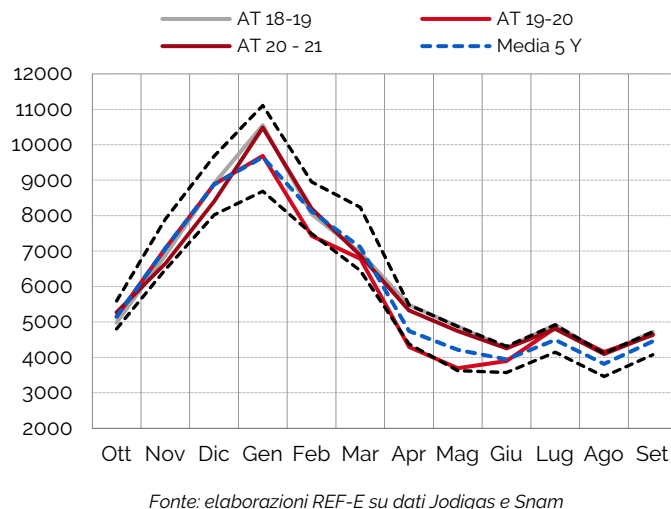
FIGURA 3.15. PREZZI GAS NATURALE SUL TTF
(€/MWh)

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

IL MERCATO ITALIANO DEL GAS

L'Italia ha adottato per prima in Europa misure restrittive, che sono state tra le più severe, per contenere la diffusione del COVID-19. L'effetto sulla riduzione dei consumi gas, sia registrato che atteso, è quindi maggiore rispetto al resto dell'Europa.

Nei primi sei mesi del 2020, la **domanda di gas** è diminuita di oltre il -10% rispetto allo stesso periodo nel 2019, per un totale di circa 4.3 Bcm. Da gennaio a maggio, i settori che hanno subito la contrazione più forte sono stati quello industriale e quello

FIGURA 3.16. DOMANDA GAS ITALIA (Mcm) - RANGE: GENNAIO - GIUGNO**FIGURA 3.17. CONSUMI DI GAS IN ITALIA (Mmc) RANGE: 5Y**

termoelettrico (entrambi di poco superiore al -12%), mentre il settore delle reti e distribuzione ha registrato un -8.5%. Nel mese di giugno, tuttavia, la domanda di gas in Italia si è pressoché riallineata alla media storica dei consumi degli ultimi cinque anni. In particolare, il settore industriale rimane quello più sofferente (con una riduzione media dei consumi di circa il 10% rispetto alla media dello stesso mese degli ultimi cinque anni) mentre la spinta verso la ripresa è stata guidata maggiormente dalle reti e dal settore termoelettrico (in recupero rispetto ai

mesi precedenti).

Nel nostro scenario di breve si prevede una lenta ripresa dei consumi di gas entro la fine dell'anno (guidata in particolare dai consumi residenziali influenzati da un'ipotesi di temperature allineate alla media storica), ma che rimarranno comunque inferiori del -4.5% rispetto a quelli del 2019. Si prevede quindi che la domanda gas nel 2020 in Italia arriverà a essere pari a quasi 70 Gmc. Per il 2021 si ipotizza invece un rimbalzo nei consumi di gas del 4% annuo (per un totale di circa 70.5 Gmc) dettato in particolare dalla spinta della domanda da parte degli industriali che potrebbe aumentare del 6% in linea con l'aumento atteso del PIL. Anche il settore termoelettrico contribuirà alla ripresa, guidato dal recupero della domanda elettrica, con un aumento previsto del 3% per il 2021. I consumi del settore residenziale si ipotizzano essere in linea con la media degli ultimi cinque anni con un aumento sul 2020 superiore al 3%.

Le **importazioni di gas naturale in Italia** nei primi sei mesi di quest'anno sono state del 14% inferiori a quelle del primo semestre 2019, per una riduzione di oltre 5 Bcm, di cui più della metà da Tarvisio.

L'avanzamento lavori sulla **Trans Adriatic Pipeline** (TAP) è al 95% e dovrebbero terminare entro la fine dell'anno, quando è previsto l'avvio dell'attività

TABELLA 3.2. EVOLUZIONE DEI CONSUMI GAS IN ITALIA (Gmc)

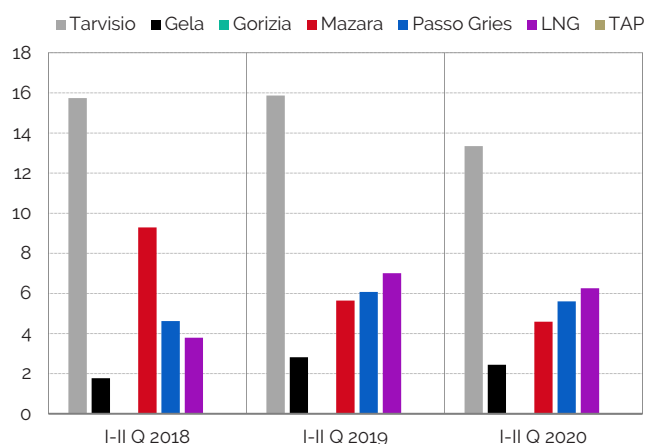
Trimestre	Distribuzione	Industriale	Termoelettrico	Altro	Totale
Q1-2018	15.2	3.9	6.1	0.6	25.9
Q2-2018	4.1	3.5	4.5	0.4	12.5
Q3-2018	2.9	3.2	6.4	0.5	13.0
Q4-2018	10.1	3.7	6.4	0.6	20.7
2018	32.3	14.3	23.3	2.2	72.1
Q1-2019	14.2	3.8	6.7	0.7	25.5
Q2-2019	4.9	3.5	5.7	0.5	14.6
Q3-2019	2.9	3.2	7.2	0.4	13.7
Q4-2019	9.6	3.4	6.0	0.8	19.8
2019	31.6	13.9	25.7	2.4	73.6
Q1-2020*	13.6	3.6	6.2	0.5	23.9
Q2-2020*	4.0	2.9	4.7	0.3	11.9
Q3-2020*	2.9	2.9	7.3	0.4	13.6
Q4-2020*	10.4	3.1	6.1	0.7	20.3
2020*	30.9	12.5	24.4	1.9	69.7
Q1-2021*	14.4	3.7	6.7	0.7	25.6
Q2-2021*	4.9	3.3	5.6	0.4	14.3
Q3-2021*	2.9	3.1	7.1	0.4	13.5
Q4-2021*	9.7	3.2	5.9	0.7	19.4
2021*	32.0	13.3	25.3	2.3	72.8

* Previsioni

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

commerciale. L'entrata in funzione dovrebbe invece avvenire a inizio 2021. Il gasdotto è lungo 878 Km, ha una capacità di trasporto di 108 Bcm anno e collega il TANAP (*Trans Anatolian Pipeline*) al confine tra Grecia e Turchia con l'Italia attraversando Grecia, Albania e mare Adriatico.

FIGURA 3.18 ITALIA. IMPORT GAS PER PUNTO DI ENTRY (Gmc)
RANGE: Q1 E Q2 2018 - 2020



Fonte: Reuters

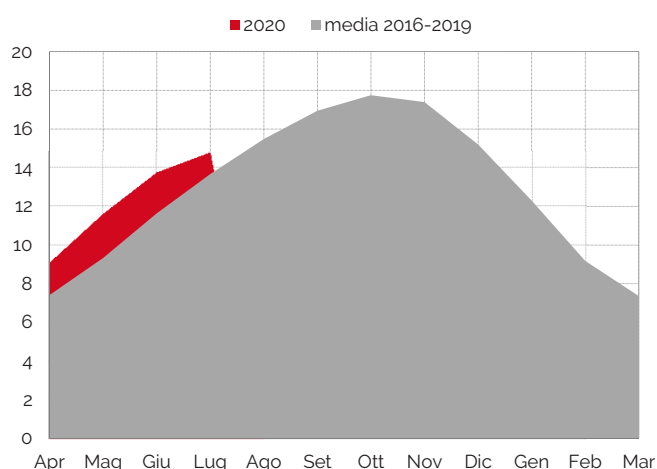
TAP ha pubblicato la procedura d'asta per l'acquisto del gas necessario ad assicurare le attività operative, incluso quello da utilizzare nelle stazioni di compressione. Il bando di gara per le aziende interessate verrà pubblicato il 13 luglio e riguarderà il periodo di fornitura (dalla data di inizio delle attività commerciali al 30 settembre 2021) presso il punto di interconnessione di Melendugno (via flusso virtuale) o il TAP VTP, un nuovo punto di cambio virtuale che potrebbe sottrarre liquidità al PSV.

Anche in Italia i **livelli delle scorte** quest'anno sono più alti della norma, con un livello medio di riempimento a fine giugno prossimo a 14 Bcm, contro gli 11.6 Bcm medi degli ultimi quattro anni e una percentuale di riempimento dell'80%, leggermente inferiore a quella europea che, come detto sopra, è superiore all'83%.

La minore percentuale di riempimento degli stoccaggi italiani è imputabile alla regolamentazione

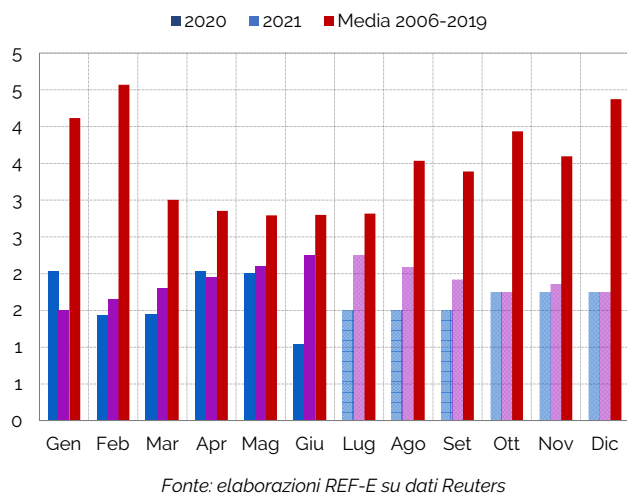
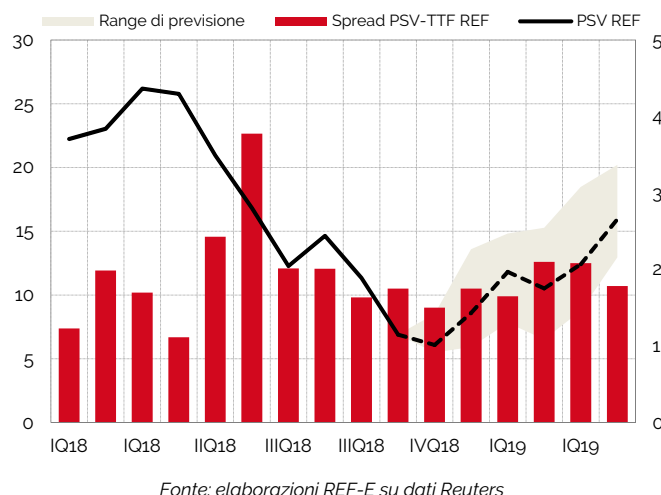
dell'infrastruttura e potrebbe comportare nel corso dei prossimi mesi una maggiore tenuta della domanda italiana da immissione rispetto a quella europea. Vista l'abbondanza dell'offerta di GNL, l'impatto sullo *spread* dovrebbe comunque essere poco significativo. Ci aspettiamo infatti che il differenziale PSV-TTF resti al di sotto dei 2 €/MWh fino alla fine di quest'anno, con il progressivo ingresso del TAP che nei mesi invernali sia del 2020 che del 2021 potrebbe favorirne la chiusura.

FIGURA 3.19. GIACENZA MEDIA MENSILE STOCCAGGI ITALIA (Gmc)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

L'andamento previsto per i **prezzi al PSV** è strettamente legato a quello del mercato europeo, con un riferimento per il 2020 che dovrebbe attestarsi poco al di sopra degli 8 €/MWh e tornare in prossimità dei 13 €/MWh nel 2021. Lo scenario più pessimistico è legato al rischio di una seconda ondata di contagi il prossimo autunno e a conseguenti nuove chiusure che potrebbero deprimere la domanda. In questo caso il riferimento per il 2020 potrebbe non arrivare ai 7.5 €/MWh, ma il peggioramento più significativo si avrebbe per l'anno successivo che deve un riferimento al di sotto dei 10 €/MWh. La ripresa economica in questo caso sarebbe infatti molto più difficoltosa, essendo alto il rischio che dopo un secondo *lockdown* una parte delle attività non riesca a riaprire, con un conseguente impatto sul potere d'acquisto e sulla fiducia dei consumatori. Una ripresa più veloce

FIGURA 3.20. SPREAD PSV-TTF: ANDAMENTO MEDIO STAGIONALE E PROIEZIONI REF-E (€/MWh)**FIGURA 3.21. PREZZI GAS NATURALE SUL PSV: RANGE E SPREAD AL TTF (€/MWh)**

delle attese nei mesi invernali, combinata con un inverno particolarmente freddo, potrebbe invece comportare un ribalzo più significativo dei prezzi già a partire da ottobre, portando il riferimento per il 2020 sopra i 10 €/MWh e quello per il 2021 oltre i 15 €/MWh, ma per il momento questa ipotesi appare come la meno realistica.

TARIFFE DI TRASPORTO

I costi variabili di logistica per le centrali termoelettriche sono stati di recente modificati da alcuni provvedimenti, in particolare la revisione

tariffaria per le tariffe di trasporto attiva dal 2020 e la più recente revisione della componente RE_t, che dopo una lunga gestazione dovrebbe entrare in vigore da luglio 2021.

Con la Delibera 180/2020/R/Gas, l'Autorità ha approvato i valori, previsti a partire dal 2021, delle due componenti tariffarie per il servizio di trasporto applicate alle centrali termoelettriche:

La componente variabile $CV_{U'}$, in sostituzione della ex CV, applicata ai volumi prelevati nei punti di uscita della rete di trasporto, ossia nei punti di riconsegna, nei punti di uscita verso impianti di stoccaggio e nei punti di interconnessione con i sistemi esteri. Il valore al 2021 è stato fissato a 0.36054 €cent/mc, ridotto rispetto al 2020 in cui era pari a 0.38471 €cent/mc;

Il nuovo corrispettivo variabile CV_{FC} , applicato anch'esso ai punti di uscita della rete (a esclusione dei soli IP esteri), per il recupero delle somme relative ai fattori correttivi dei ricavi. Il valore previsto per il 2021 per questa componente è negativo (e quindi in riduzione della componente $CV_{U'}$) e pari a -0.6006 €cent/mc.

Con la Delibera 96/2020/R/eel l'Autorità ha rivisto le modalità di allocazione dei costi relativi al meccanismo dei titoli di efficienza energetica e, in particolare, delle componenti tariffarie RE (per le reti di distribuzione) e RE_t (per le reti di trasporto) a copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE). La componente RE_t, in particolare, è costituita a sua volta da tre voci di costo:

- Teleriscaldamento ed Efficienza Energetica edilizia PA, fissa a 0.05 €cent/mc
- Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale, fissa a 0.08 €cent/mc
- TEE, CET e Biometano, variabili periodicamente sulla base dell'evoluzione dei costi cumulati.

L'intenzione dell'Autorità, espressa nel DCO 375/2019, è quella di eliminare la componente

legata all'andamento dei TEE (definita dall'Autorità come RE_{TEE}) per gli impianti termoelettrici, non considerabili "clienti finali" sui quali far gravare questa componente di costo (che, di conseguenza, quando applicata viene trasferita due volte sui clienti finali del settore elettrico). Da un punto di vista pratico, ciò si è tradotto nella possibilità per gli utenti termoelettrici, che di fatto continuano a pagare le componenti RE e RE_T come avvenuto fino a oggi, di presentare al GSE un'istanza di rimborso della componente RE_{TEE} a partire dal mese di luglio 2021.

Nel nostro scenario di breve, abbiamo recepito tale modifica, riducendo il costo logistico sulle riconsegne dirette per gli utenti termoelettrici a partire dal 2021. Per i prossimi anni, la stima del costo variabile complessivo è la seguente:

- un aumento nel 2020 a 2.53 €/MWh PCS (rispetto ai 2.16 €/MWh del 2019), a causa dell'introduzione della componente CV_U
- una diminuzione nel 2021 a 1.77 €/MWh PCS grazie al meccanismo di rimborso della componente RE_{TEE} dal Q3.

Nell'anno 2020, il corrispettivo variabile CRV_{FG} a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di rigassificazione del GNL (che sostituisce la componente CV_{FG}) è stato fissato dall'Autorità pari a 0.1283 €cent/mc (Delibera 262/2019/R/gas). Il corrispettivo variabile CRV_{OS} a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio, invece, è fissato pari a 0.66 €cent/mc nel Q1 e nel Q4 2020, mentre è pari a zero per i restanti mesi dell'anno.

Per l'anno 2021, abbiamo ipotizzato che entrambe le componenti sopra descritte siano pari a zero. Non trattandosi di componenti legate al costo di trasporto bensì di componenti a garanzia dei ricavi dei servizi di rigassificazione e stoccaggio, dati i risultati delle recenti aste per lo stoccaggio e per la rigassificazione, queste coperture dovrebbero non essere più necessarie nel 2021.

Come sempre, per la definizione del costo di acquisto del gas per le centrali termoelettriche non vengono inclusi i costi fissi di trasporto, considerati costi affondati e dunque non considerati al fine del *pricing* dell'energia elettrica.

A photograph of a wind farm on a hill. Several white wind turbines are visible, with one in the foreground on the left and others receding into the distance along a ridge. The hill is covered in dry, yellowish-brown vegetation. The sky is blue with some white clouds. The number '04' is in the top right corner.

04

Outlook per il mercato elettrico

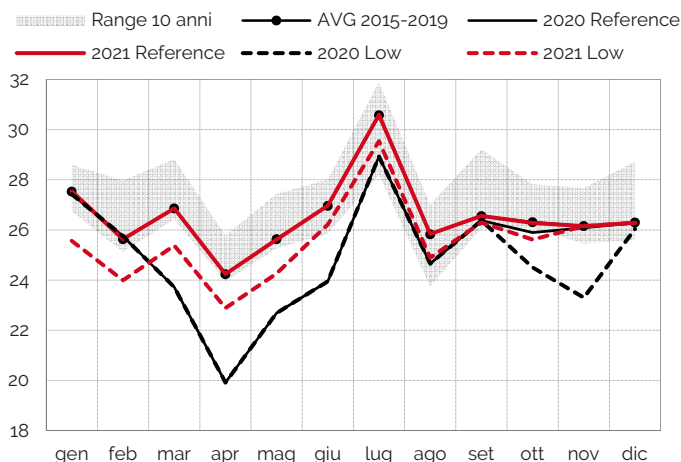
RICHIESTA ELETTRICA

Le misure restrittive introdotte dal Governo italiano a partire dal 10 marzo per contenere la diffusione della pandemia di COVID-19 hanno avuto un impatto rilevante sull'evoluzione dei consumi di energia. Mentre la domanda nei mesi di gennaio e febbraio è stata in linea con la media dei cinque anni precedenti, la richiesta elettrica di marzo è calata del 12% rispetto allo stesso riferimento e dell'8% rispetto a febbraio 2020 (-13% destagionalizzato). La domanda si è contratta di un ulteriore 16% nel mese di aprile (-6.3% destagionalizzato), per poi riprendersi nel mese di maggio, quando la richiesta è cresciuta del 14% (+8.1% destagionalizzato), coerentemente con l'inizio della riapertura delle industrie e di altre attività economiche e con la progressiva rimozione dei limiti sugli spostamenti delle persone fisiche. Nonostante il recupero su base mensile, la domanda di energia elettrica di maggio è stata comunque dell'11% al di sotto della media dei cinque anni precedenti. Il divario sulla media stagionale è rimasto dell'11% anche a giugno.

Tra il 10 marzo e il 30 giugno 2020, la richiesta di energia elettrica si è ridotta di 13.15 TWh rispetto alla domanda media 2015-2019 nello stesso periodo, prevalentemente per effetto della pandemia. La macro-zona Nord, maggiormente colpita dalla crisi e con il più alto contributo all'attività economica del Paese, ha influito per quasi il 64% della perdita. È rimasto invece sotto il 15% il peso delle altre macro-zone, con solo il Centro-Sud e il Centro-Nord sopra il 10%.

A partire dal 15 giugno, tutte le attività economiche hanno potuto riaprire, ma con alcune limitazioni. La ripresa della produzione risente di frizioni che si sono generate nella catena degli approvvigionamenti e il clima di generale incertezza deprime i consumi. La ripresa della domanda elettrica è quindi a sua volta ancora incompleta.

FIGURA 4.1. ANDAMENTO MENSILE DELLA RICHIESTA ELETTRICA (TWh)



Fonte: Terna (dati provvisori Total Load) e previsioni REF-E

REF-E ha ipotizzato due scenari che descrivono il possibile andamento della domanda elettrica nel 2020 e nel 2021 in relazione all'impatto del COVID-19: lo scenario *Reference* e lo scenario *Low*. In considerazione dei significativi danni alla crescita, in questo *Energy Outlook* non è stato preso in considerazione uno scenario di domanda *High*.

Sia lo scenario *Reference* che quello *Low* assumono una fase di recupero iniziale abbastanza veloce, che va dalla riapertura fino alla fine di luglio. I due scenari si differenziano per la tempistica della seconda fase. Quello *Reference* prevede un riallineamento con i livelli medi stagionali 2015-2019 dall'inizio del 2021, mentre lo scenario *Low* prende in considerazione un secondo *lockdown* in autunno, quindi un ritorno sui livelli medi stagionali entro la fine del 2021. L'effetto del secondo *lockdown* è stato modellato in base all'evoluzione della domanda durante il primo, ma con un impatto pari al 50% di quello osservato nel corso del primo.

Il percorso di ripresa descritto dallo scenario *Reference* porta a una domanda elettrica annuale di poco inferiore a 302 TWh per il 2020, in calo di circa 17 TWh rispetto ai valori medi annuali 2015-2019, e inferiore a 319 TWh per il 2021, sostanzialmente in linea con la richiesta media annuale dei cinque anni passati. Per lo scenario *Low* la domanda annuale è leggermente superiore a 297 TWh nel 2020 e a 307

TWh nel 2021. In questo secondo caso la perdita ammonterebbe a oltre 30 TWh, in totale, tra il 2020 e il 2021, rispetto allo storico 2015-2019. Prendendo come riferimento la domanda annuale del 2019, la perdita attesa per il 2020 è di poco inferiore al 6% per lo scenario *Reference* e del 7% per lo scenario *Low*. Nel secondo caso andrebbe tuttavia ad aggiungersi un ulteriore calo del 4% nel 2021.

RINNOVABILI

I dati mensili pubblicati da Terna indicano che nei mesi di marzo, aprile e maggio 2020 il peso delle fonti rinnovabili nel *mix* produttivo è stato superiore rispettivamente di 3, 8 e 7 punti percentuali a quello dello scorso anno negli stessi mesi. La produzione FER ha raggiunto una quota superiore al 50% in tre delle cinque settimane di maggio, quota che in tutto il 2019 era stata raggiunta solo nell'ultima settimana di maggio. Dopo il picco di maggio, a giugno, la quota della produzione FER nel *mix* produttivo si è ridotta, pur rimanendo di tre punti percentuali superiore rispetto a quella di giugno 2019 (fonte dati: Actual Generation, Entso-e).

L'aumento del peso delle rinnovabili è il risultato congiunto della contrazione della domanda elettrica e dell'andamento della produzione FER rispetto allo scorso anno. La produzione rinnovabile è scesa del 15% a marzo 2020 rispetto a marzo 2019, meno che proporzionalmente rispetto diminuzione subita per lo stesso mese dalla produzione termica (-18%). Nei due mesi successivi, l'energia prodotta da fonti rinnovabili è invece aumentata rispetto all'anno precedente (+7% ad aprile e +12% a maggio), a fronte di un continuo calo del termoelettrico (-24% ad aprile e -16% a maggio), nonostante la riduzione delle importazioni.

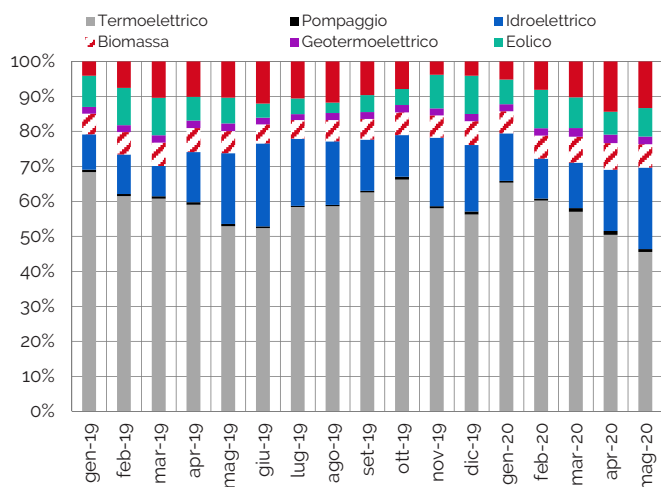
La produzione idrica ha contribuito positivamente alla crescita della produzione FER, registrando un aumento in tutti i mesi coinvolti dal *lockdown* (rispettivamente +32%, +9% e 12% a marzo, aprile e maggio). Dopo il calo del 13% di marzo 2020 rispetto

a marzo 2019, anche la produzione fotovoltaica ha influito sull'aumento della produzione rinnovabile, registrando una crescita di almeno il 25% sia ad aprile che a maggio. È stato invece più contenuto il contributo dell'eolico, con un calo nella produzione mensile a marzo (-28%) e aprile (-14%) rispetto al 2019, e un aumento ridotto solo nel mese di maggio (+6%). Il calo della richiesta elettrica e le dinamiche della produzione rinnovabile hanno influito sulla domanda contendibile dagli impianti termoelettrici MGP. La quota di volumi scambiati su MGP soddisfatta da fonti rinnovabili è infatti stata pari al 48% ad aprile e al 54% nel mese di maggio. In entrambi i casi oltre 8 punti percentuali al di sopra della quota di aprile e maggio 2019. I dati settimanali di giugno mostrano invece un aumento della quota di volumi soddisfatta da impianti a gas a scapito di quella FER, in linea con l'aumento della richiesta elettrica e del conseguente incremento della domanda contendibile dagli impianti termoelettrici.

Lo scenario di riferimento, in condizioni climatiche normali, ipotizza una **generazione da fonte rinnovabile** di 114.0 TWh nel 2020 e 117.4 TWh nel 2021, entrambe inferiori rispetto alla stima fatta nell'aggiornamento *Energy Outlook 13* (circa 3.6 TWh per il 2020 e 2 TWh per il 2021). La previsione di produzione 2020 è comunque maggiore (+1.2 TWh) rispetto ai dati provvisori di generazione *green* del 2019. La revisione negativa della previsione rispetto a quella eseguita a febbraio scorso deriva principalmente dall'aggiornamento della generazione consuntiva dei primi cinque mesi dell'anno in corso.

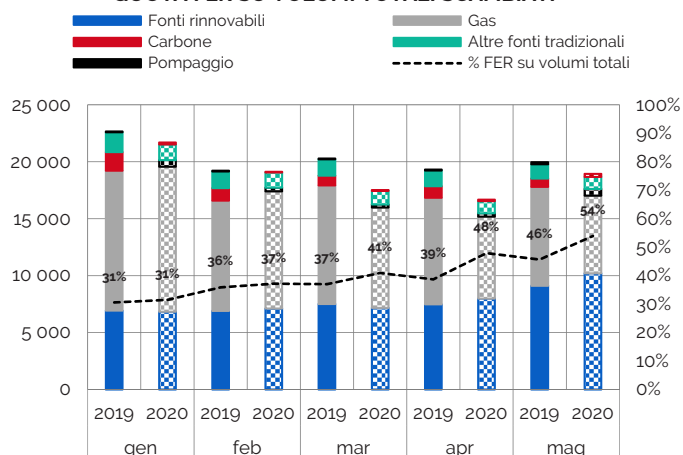
Dopo un 2019 promettente, il settore rinnovabile sta attraversando una fase di possibile allontanamento delle condizioni di *Market Parity* dovuta a condizioni di mercato straordinariamente incerte che frenano la propensione degli investitori e dei finanziatori. La fase di *lockdown* e le misure di sicurezza allungano i tempi dei cantieri a causa di interruzioni nella

FIGURA 4.2. MIX PRODUZIONE ELETTRICA MENSILE (%)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

FIGURA 4.3. VOLUMI MGP PER FONTE (GWh) E QUOTA FER SU VOLUMI TOTALI SCAMBIATI



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

supply chain a livello internazionale, incidendo negativamente sui costi dei nuovi progetti.

Persistono inoltre incertezze sui tempi autorizzativi dei nuovi progetti in quanto alla complessità dei procedimenti di *permitting* si è sommata all'inefficienza delle attività burocratiche e amministrative durante fase di *lockdown*.

Una ripresa del mercato delle *commodities* con conseguente ritorno di condizioni favorevoli alla *market parity* dovrebbero sostenere una accelerazione degli investimenti nel **settore fotovoltaico** nella fase post COVID *recovery*, soprattutto se diverranno *ready to build* i progetti attualmente in attesa di autorizzazione. L'atteso Decreto Semplificazioni dovrebbe includere misure dedicate ad agevolare le procedure autorizzative anche in ambito energetico incoraggiando gli investimenti in favore delle fonti *green* in almeno parziale compensazione dell'impatto negativo del COVID-19.

Nel **comparto dell'eolico** sono i bandi del FER1 che dovrebbero progressivamente sostenere lo sviluppo di nuova capacità, rimanendo per il momento ancora lontana la piena *market parity* per questa tecnologia.

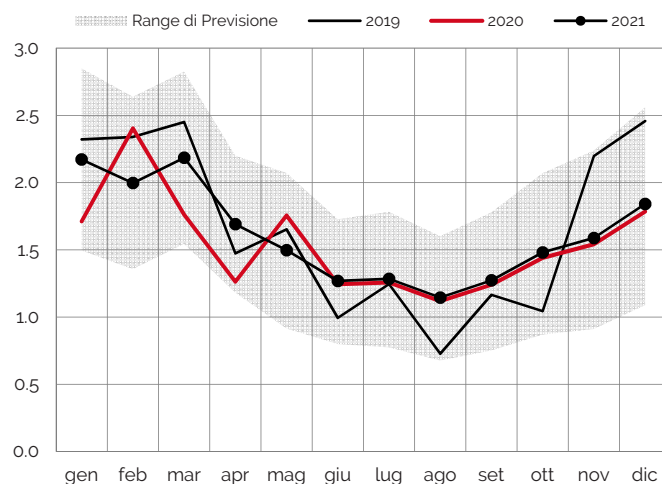
Alla luce di questi elementi di incertezza, nella stima dei nuovi entranti per fonte per il biennio 2020-2021

abbiamo adottato un approccio prudentiale.

La generazione eolica dovrebbe attestarsi a oltre 18.5 TWh nel 2020 e poco meno di 19.5 TWh nel 2021. Il consuntivo Terna dei primi cinque mesi dell'anno in corso conferma una produzione eolica di poco superiore alla media storica 2016-2018, mentre registra una riduzione del 13.1% rispetto allo stesso periodo del 2019, anno in cui la produzione eolica annuale aveva raggiunto i 20 TWh (+14.3% rispetto al 2018).

Le ipotesi relative ai nuovi entranti si mantengono prudentiali rispetto all'andamento storico (intorno ai 400 MW negli ultimi cinque anni). Si prevedono 80 MW di nuova capacità nel 2020, facendo

FIGURA 4.4. EOLICO E RANGE DI PREVISIONE (TWh)



Fonte: GME, Terna e previsioni REF-E

riferimento sia ai dati Terna delle consistenze della fonte eolica sia alle nuove autorizzazioni emesse nel 2019. Nel 2021 dovrebbero aggiungersi 330 MW nell'ipotesi di un'entrata moderata della capacità eolica aggiudicata al Bando1 del decreto Fer1 e pari a 495 MW e tenuto conto di un arco temporale di 15-18 mesi per la realizzazione a partire dalla pubblicazione degli esiti dell'asta.

Le previsioni per la **produzione fotovoltaica** indicano per l'anno in corso un apporto di poco inferiore a 26 TWh a fronte 24.3 TWh nel 2019; la generazione cumulata a maggio 2020 è aumentata del 12.3% rispetto a quella relativa a gennaio-maggio 2019.

La stima per il 2021 si attiene al profilo medio storico di produzione e si attesta a 25 TWh. La nuova capacità entrante è pari a 240 MW sia nel 2020 sia nel 2021 come stima prudenziale degli impianti autorizzati nel corso del 2019 che si ipotizza entrino in esercizio nell'arco del biennio.

Nei primi cinque mesi dell'anno in corso la **produzione idroelettrica** è risultata superiore del 14.5% rispetto al 2019, quando la produzione è stata di 45.3 TWh (circa 3 TWh in meno rispetto il 2018). La previsione di riferimento per il 2020 è di una produzione idroelettrica al netto della produzione dei pompaggi di poco inferiore a 46 TWh, in ragione

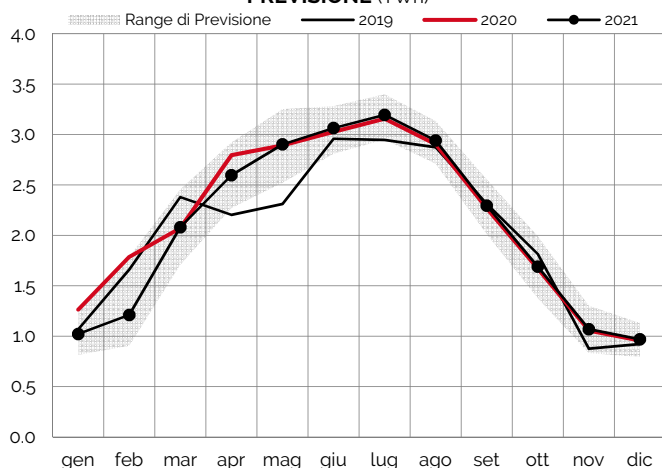
di un livello degli invasi dei serbatoi maggiore rispetto al 2019, e di un alto livello di accumuli nevosi (in Lombardia, al di sopra della media storica 2005-2016), che, con l'innalzamento delle temperature medie nei mesi estivi, contribuirà a garantire un'abbondante disponibilità di questa fonte.

Nel 2021 la produzione stimata è di poco inferiore a 49 TWh; l'incremento di quasi 3 TWh rispetto alla produzione prevista per il 2020 è imputabile all'aderenza della previsione al profilo medio storico della produzione della fonte.

Il nuovo installato idroelettrico considera l'ipotesi di entrata prudenziale di 13 MW sui 21 MW totali di capacità assegnata in asta nei due primi bandi Fer1.

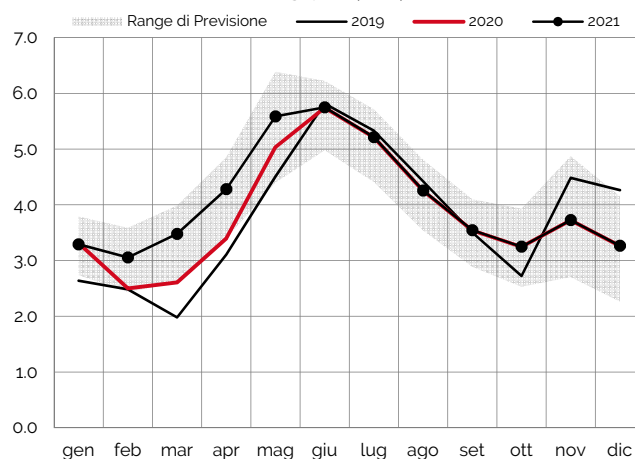
Nello scenario di riferimento, la produzione da fonte rinnovabile in termini di contributo al consumo interno lordo (CIL) dovrebbe quindi corrispondere a circa 37% nel 2020 e 36% nel 2021 (valori che rispettivamente si attesterebbero intorno a 38% nel 2020 e 37% nel 2021 nello scenario *Low* di domanda elettrica), con il maggiore peso del 2020 rispetto al 2021 attribuibile alla debolezza della domanda e in questo modo raggiungendo la quota CIL del 37% presentata nel 2014, anno di forte produzione da parte delle fonti rinnovabili. Nel 2019 il CIL si è attestato intorno al 35%.

FIGURA 4.5. FOTOVOLTAICO E RANGE DI PREVISIONE (TWh)



Fonte: GME, Terna e previsioni REF-E

FIGURA 4.6. IDROELETTRICO E RANGE DI PREVISIONE (TWh)



Fonte: GME, Terna e previsioni REF-E

FIGURA 4.7. INVASI DEI SERBATOI (TWh)

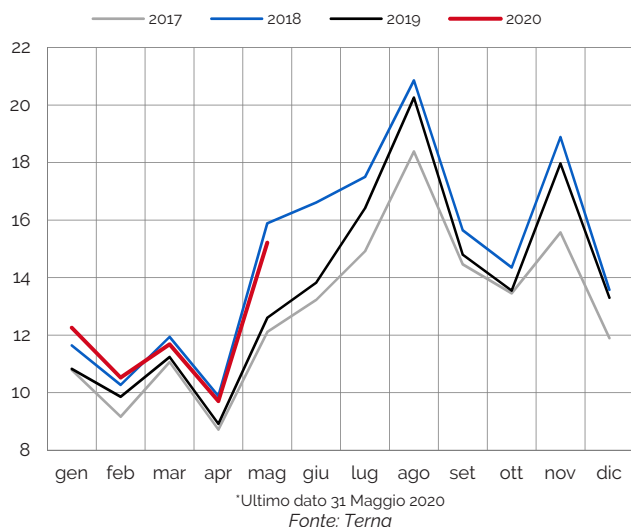
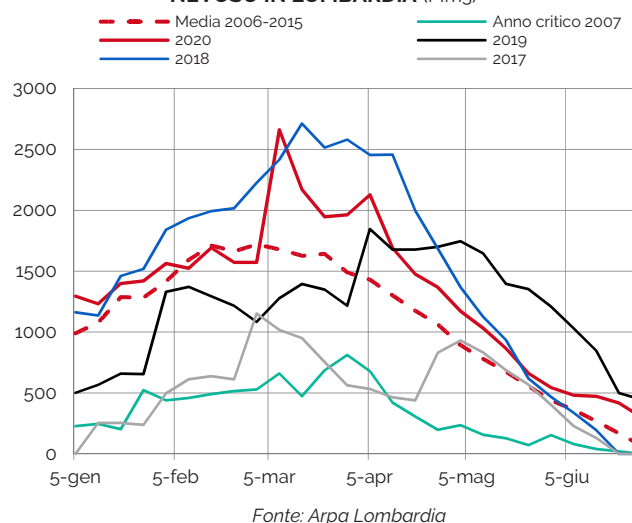


FIGURA 4.8. LIVELLO SETTIMANALE DEL MANTO NEVOSO IN LOMBARDIA (Mm3)



La generazione rinnovabile non programmabile degli scenari alternativi high e low è stata calcolata applicando alla produzione prevista nello scenario di riferimento una misura di variabilità. Questa è stata calcolata per ciascuna ora e mese in base ai valori di standard deviation del *load factor* storico sugli ultimi sei anni.

La variabilità massima oraria delle fonti è stimata intorno a 1.5 GWh per quanto riguarda il fotovoltaico, di circa 1 GWh per l'eolico mentre per l'idroelettrico si ha una variabilità più elevata e pari a 3.6 GWh.

La stima *low* della produzione rinnovabile è di 103 TWh nel 2020 e di oltre 99.5 TWh nel 2021; la previsione per l'anno in corso risulta superiore

rispetto a quella considerata per il prossimo anno dal momento che il consuntivo dei primi cinque mesi eccede la previsione *low* per gli stessi mesi. La stima *high* per il 2020 si attesta a circa 123 TWh e a circa 135 TWh nel 2021.

GENERAZIONE TERMoeLETTTRICA

Le dinamiche *cross commodity* post COVID-19, nell'ipotesi di ripresa graduale del mercato gas a partire dal 2021, di recupero del prezzo del carbone sostenuto dalla domanda asiatica e nella prospettiva di un contestuale movimento verso l'equilibrio del prezzo della CO₂, dovrebbero mantenere anche i carboni più efficienti fuori ordine di merito economico almeno fino a fine 2021.

Già nella prima metà di quest'anno il *phase-out* economico ha comportato una forte riduzione della produzione a carbone.

Da gennaio a maggio, sul mercato del giorno prima gli impianti a carbone hanno prodotto il 65% in meno rispetto lo stesso periodo del 2019, mentre a valle di tutti i mercati la produzione si è ridotta del 439.

Gli impianti a carbone sono utilizzati nonostante lo *Switching* sul mercato dei servizi ancillari (MSD e MB), soprattutto quelli essenziali, in quanto posizionati su porzioni di rete critiche per cui il

FIGURA 4.9. PRODUZIONE NETTA DA FONTI RINNOVABILI (TWh, asse sx) E LORDA SUL CIL (% asse dx)

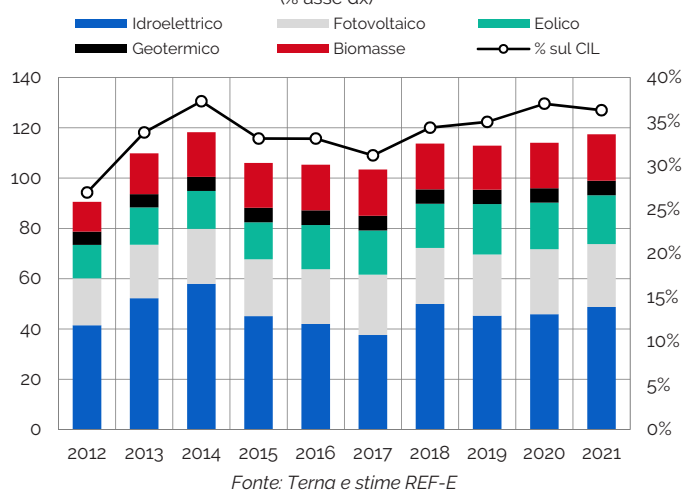
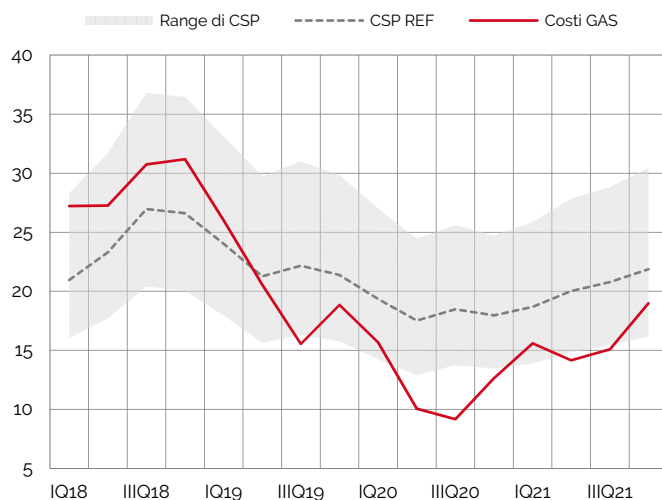
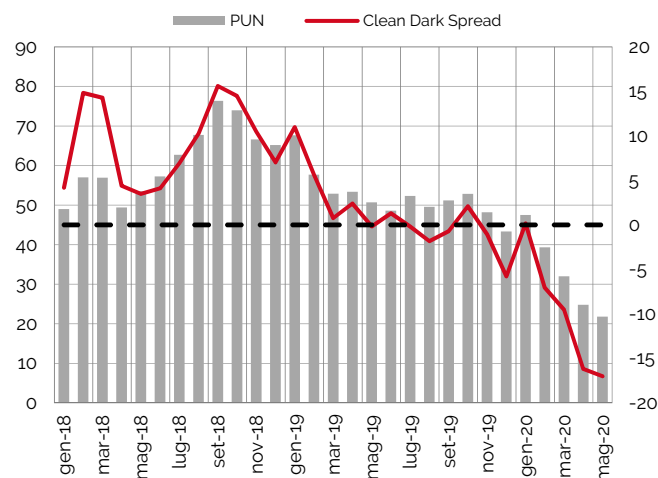


FIGURA 4.10. RANGE CSP E COSTO GAS (€/MWh)

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

FIGURA 4.12. CONFRONTO TRA PUN (asse sx) E CLEAN DARK SPREAD (asse dx) (€/MWh)

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

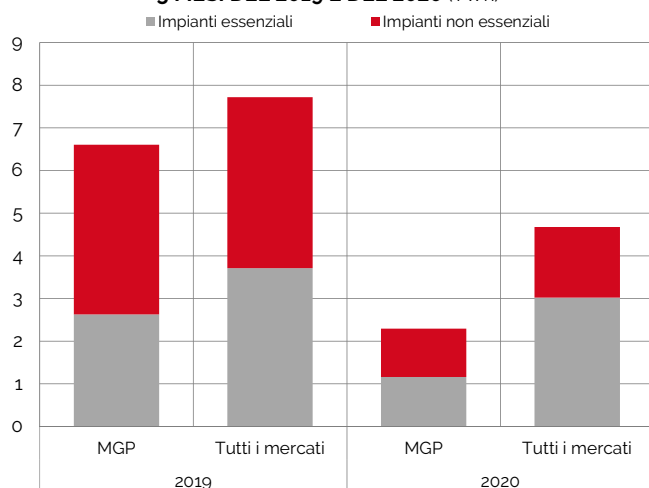
loro funzionamento risulta necessario ai fini del mantenimento in sicurezza del sistema. Per il 2020 (come per il 2019) gli impianti a carbone essenziali ai fini della sicurezza sono Brindisi Sud (Enel Produzione Spa), Sulcis (Enel Produzione Spa) e Fiumesanto (EP Produzione Spa).

Se su MGP il funzionamento degli impianti essenziali a carbone rispetto al 2019 si è ridotto del 56% contro il 71% degli impianti non essenziali, a valle di tutti i mercati, gli impianti essenziali hanno funzionato solo il 19% in meno rispetto al 2019 contro il 59% degli impianti non essenziali.

Gli impianti di Brindisi Sud, di Fiumesanto e di Sulcis hanno venduto rispettivamente 0.5 TWh, 0.4 TWh

e 0.2 TWh su MGP e 1.4 TWh, 1.3 TWh e 0.3 TWh su tutti i mercati.

La forte discesa del prezzo elettrico ha pesato sulla marginalità¹ degli impianti a carbone fin dal secondo semestre 2019 portandola a un valore medio del 2019 di 1.12 €/MWh (contro una marginalità di 9.17 €/MWh nel 2018). Da allora la marginalità dei carboni è scesa a valori negativi e la decrescita è continuata nel 2020 arrivando a -17 €/MWh a maggio 2020. Se le condizioni di *switching* da carbone a gas persisteranno, la produzione a carbone continuerà a rimanere sotto i livelli storici. Nel 2019 il parco a carbone ha venduto su MGP solo 13.6 TWh contro i 23.4 del 2018 (per una produzione totale di 17.1 TWh contro i 26.3 TWh). Nel 2020-21, le attuali condizioni sui mercati delle *commodities* rendono probabile un ulteriore crollo dei volumi venduti su MGP dagli impianti a carbone, stimato quindi a 4.6 TWh nel 2020 e 5.2 TWh nel 2021. La previsione per la generazione da impianti a ciclo combinato² è stata invece rivista al rialzo rispetto all'*Energy Outlook* precedente proprio come conseguenza della loro maggiore competitività rispetto agli impianti a carbone. I dati delle offerte pubbliche del GME stimano per il 2019 una produzione degli impianti a ciclo combinato pari a 96.5 TWh. Le stime di REF-E si attestano sui 90.5 TWh per il 2020 e sui 93.0 TWh per il 2021.

FIGURA 4.11. PRODUZIONE A CARBONE NEI PRIMI 5 MESI DEL 2019 E DEL 2020 (TWh)

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

¹ Calcolata con riferimento agli impianti con efficienza al 35% e senza includere i costi di logistica.

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

PRODUZIONE A CARBONE IN GERMANIA

L'effetto dei prezzi dei combustibili sul *mix* di generazione termoelettrica è molto forte anche in Germania dove attualmente si contano oltre 40 GW di impianti a carbone e lignite che si contendono con il parco a gas, circa 30 GW di capacità installata, la domanda di mercato non coperta dal nucleare, ormai avviato alla chiusura delle ultime centrali, e dalle rinnovabili, che hanno superato i 110 GW tra eolico e solare (a cui si aggiungono circa 8 GW di biomasse e meno di 5 GW di idroelettrico rinnovabile).

L'effetto *cross-commodities* si è già osservato nel 2019 quando la produzione cumulata di lignite e carbone è stata di poco superiore i 150 TWh, con un calo del 26% rispetto al 2018. Questa riduzione è stata compensata parzialmente dalla produzione a gas (+20%) e dall'aumento di produzione rinnovabile, ma ha anche causato una riduzione dell'export tedesco di oltre 12 TWh (-25%).

Questa situazione si sta riproponendo anche quest'anno ma con effetti ancora più accentuati. I dati a disposizione (ENTSO-E) indicano che nei primi cinque mesi la produzione di carbone e lignite è stata di soli 40 TWh (-40% rispetto allo stesso periodo del 2019) e, con i prezzi di gas e carbone attesi per i prossimi mesi, il totale annuo potrebbe non raggiungere i 90 TWh. Di conseguenza ci si attende un forte aumento della produzione a gas (+30%) e una riduzione dell'export che potrebbe scendere sotto i 20 TWh (nei primi cinque mesi i dati indicano un calo del 60% rispetto allo stesso periodo dell'anno scorso).

FIGURA 4.13. CAPACITA' INSTALLATA IN GERMANIA PER FONTE (GW)

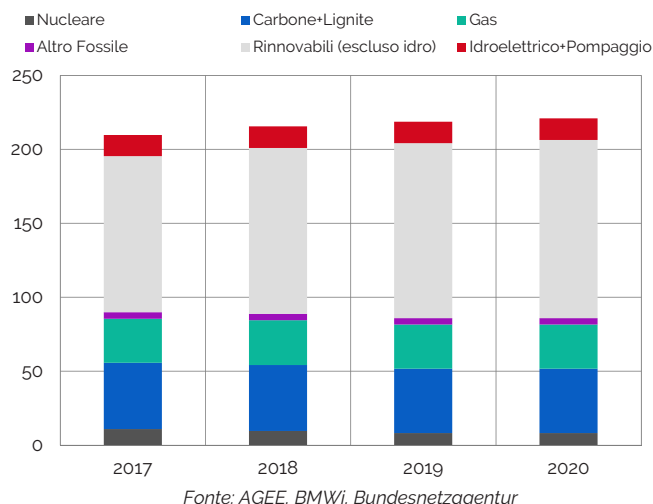
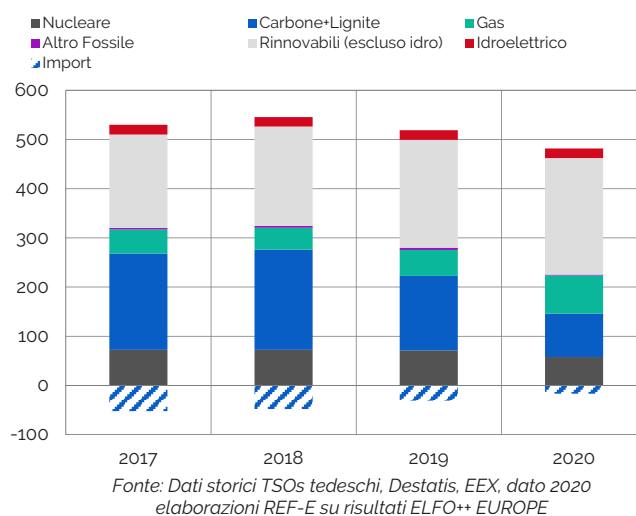


FIGURA 4.14. PRODUZIONE IN GERMANIA PER FONTE (TWh)

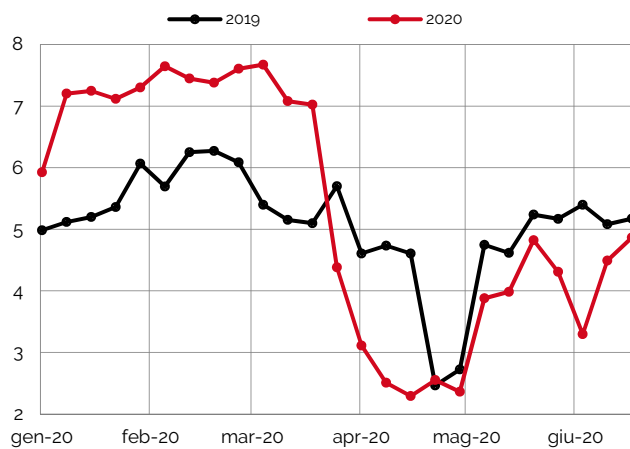


IMPORT

Il 2019 si è chiuso su valori di import prossimi ai livelli del 2016 (pari a 38.16 TWh) principalmente per effetto del *Coal Switching Price* in Europa. I primi mesi del 2020 sembravano destinati a riportare i livelli di import del 2020 sui valori del

2018 (pari a 43.34 TWh), ma da aprile l'impatto del COVID-19 ha influito negativamente anche sulle importazioni. Vista la forte riduzione della domanda e l'incremento di peso nel *mix* delle fonti rinnovabili non programmabili, Terna, per garantire preventivamente i margini di riserva per la sicurezza del sistema, ha ridotto la *Net Transfer*

FIGURA 4.15. CAPACITA' MEDIA SETTIMANALE DI TRASPORTO ASSEGNATA SUI TRANSITI IN INGRESSO AL NORD (GWh)



Fonte: dati GME

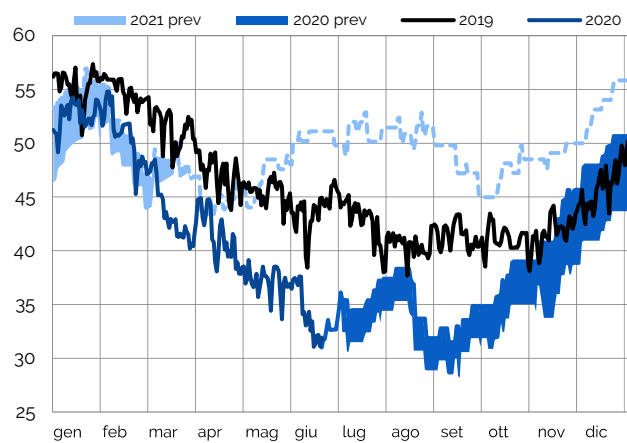
Capacity (NTC) dall'estero sulla frontiera nord, facendo scendere il livello delle importazioni nette. Nel mese di aprile il valore provvisorio è di 978 GWh, mentre a maggio le importazioni nette sono state pari a 1276 GWh, inferiori di circa 60% rispetto ai corrispondenti mesi del 2019 in entrambi i casi. Il valore provvisorio delle importazioni nette di giugno, 745 GWh, è stato invece di oltre il 70% inferiore rispetto a quello di giugno 2019.

Sulla situazione dei prossimi mesi, e in particolare dell'inverno, pesa inoltre la contrazione della **produzione nucleare francese**.

Nonostante gli esiti positivi delle analisi di adeguatezza stagionale sia a livello nazionale³ che a livello internazionale⁴, la potenziale riduzione della disponibilità del nucleare francese nei mesi a venire incide sulla capacità del parco produttivo francese di garantire un'adeguata copertura della domanda elettrica.

Oltre al fuori servizio straordinario per una parte del parco impianti nucleari, già previsto per il 2020 a causa delle revisioni decennali, l'eccezionale situazione sanitaria ha obbligato EDF a riprogrammare le manutenzioni, incluso il fermo di alcuni impianti (2.5 GW circa). Vista le difficoltà organizzative

FIGURA 4.16. NUCLEARE FRANCESE: DISPONIBILITA' STORICA E ATTESA (GW)



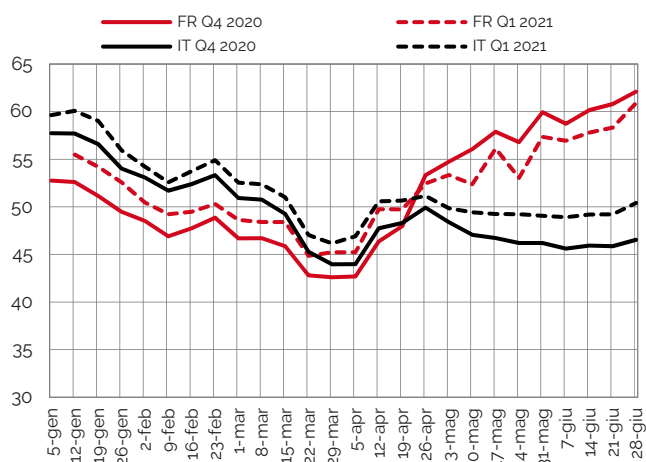
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters e RTE

legate alla necessità di contingentare il personale e la necessità di risparmiare combustibile per il periodo invernale, la disponibilità media attesa per i mesi estivi del 2020 è quindi limitata al *range* dei 30 GW contro i 40 GW circa registrati nello stesso periodo 2019, con EDF che ha rivisto drasticamente le proprie previsioni di produzione nucleare per il 2020, portando l'obiettivo annuale a 315-320 TWh (dati aggiornati a luglio 2020), rispetto ai 375-390 TWh dichiarati lo scorso febbraio.

Nel caso di temperature medie stagionali nella norma, nonostante il minor surplus di capacità produttiva (7.5 GW contro i 20 GW nel 2019), il gestore della rete francese non prevede problemi di approvvigionamento. In condizioni climatiche estive più estreme (temperature più alte della media), la copertura della domanda elettrica dovrebbe essere garantita, ma grazie al contributo della capacità di import dall'estero, che sarebbe quindi determinante. Più rischioso il prossimo inverno quando, data l'alta sensibilità della domanda francese al ridursi delle temperature (+2.4 GW/°C), in caso di freddo intenso, RTE prevede di riuscire a gestire il sistema in sicurezza, soltanto attivando tutti gli strumenti a disposizione (riduzione del

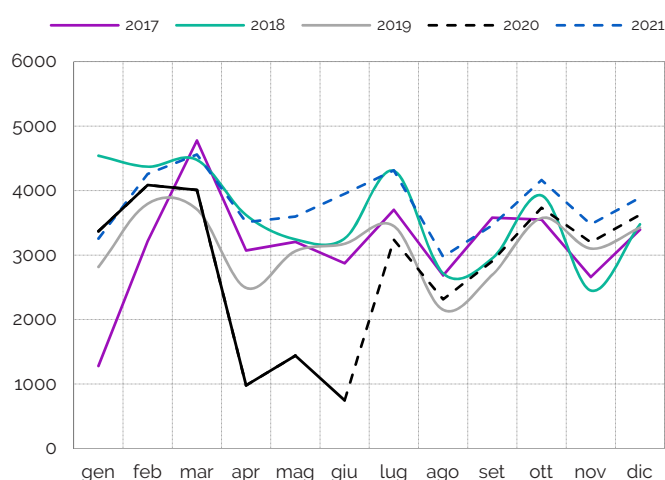
³ RTE, Studio di bilancio domanda-offerta per l'estate 2020 e stime preliminari per l'inverno 2020/2021 (<https://www.rte-france.com/fr/article/analyses-saisonnieres-france>).

⁴ Il 15 giugno 2020 ENTSO-E ha reso disponibile il Summer Outlook 2020 (<https://www.entsoe.eu/news/2020/06/15/entsoe-summer-outlook-2020-released/>).

FIGURA 4.17. EVOLUZIONE PREZZI ELETTRICI
FORWARD (€/MWh baseload)

Fonte: elaborazioni REF-E su quotazioni Reuters al 24/06/20

FIGURA 4.18. ANDAMENTO MENSILE DELL'IMPORT (GWh)



Fonte: GME, Terna e previsioni REF-E

consumo domestico durante i momenti di picchi, interrompibilità e distacchi temporanei).

Nonostante le rassicurazioni da parte di RTE, il mercato francese sta scontando l'ipotesi di scarsità, in particolare nel periodo invernale, con i prezzi forward per il quarto trimestre 2020 e il primo 2021 sopra i 60 €/MWh e un premio sui prezzi a termine italiani superiore ai 13 €/MWh.

Per il periodo di previsione, al 2020 non si assume nessun potenziamento della capacità di interconnessione con la Francia, in linea con l'*Energy Outlook* scorso. Tale assunzione è stata confermata da Terna durante la presentazione del Piano di Sviluppo 2020, comunicando che la prima *tranche* da 600 MW della linea Piossasco Grand avrebbe dovuto entrare in esercizio nel 2020 ma, a causa di rallentamenti dovuti al COVID-19, la data è stata spostata alla fine del primo trimestre 2021. Tale incremento di capacità di trasporto alla **frontiera nord** è stato quindi assimilato negli scenari a partire dal 2021. In tale anno sono stati considerati anche due ulteriori potenziamenti rispetto al 2020: 150 MW dall'Austria e 100 MW dalla Svizzera.

Basandoci sull'ultimo aggiornamento di Terna sullo sviluppo della NTC ("NTC-valori nominali e rete integra 2020") di frontiera e sulle ipotesi di utilizzo

delle NTC di frontiera in media storica, nel 2020 l'import dalla frontiera Nord dovrebbe attestarsi su valori vicini ai 38 TWh. Tale previsione tiene conto della ridotta disponibilità del nucleare francese e prende in considerazione possibili riduzioni di NTC in caso di riduzioni di margine di riserva rotante dovuti a una bassa domanda elettrica. Il risultato ottenuto è in linea con le simulazioni effettuate utilizzando il modello proprietario Elfo++ Europe⁵ che, date le ipotesi di capacità installata, carico e produzione rinnovabile, simula i flussi commerciali tra i paesi interconnessi dell'Europa Continentale e Meridionale⁶. L'incremento della capacità di trasmissione di frontiera in particolare con Francia, Svizzera e Austria, e il riprendere della domanda elettrica determinerebbe nel 2021 un aumento dell'import dalla frontiera Nord rispetto al 2020 di circa 8 TWh, arrivando così a valori più alti di quelli del 2018 (45 TWh) proprio grazie alla nuova connessione.

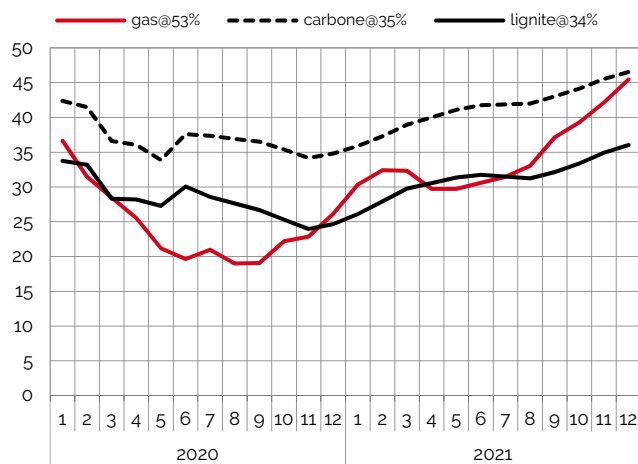
Per quanto riguarda i flussi dalla Grecia e da Malta per il 2020 e il 2021 si stima un valore di export netto pari rispettivamente a 3.51 TWh e 3.25 TWh.

Tra aprile e giugno si è nuovamente invertito il flusso, da import in export, verso il **mercato montenegrino** (il cavo di interconnessione tra

⁵ 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.

⁶ Francia, Germania, Svizzera, Austria, Slovenia, Italia, Belgio; Lussemburgo e Olanda.

FIGURA 4.19. EVOLUZIONE DEI COSTI VARIABILI PER TECNOLOGIA (€/MWh)



Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E

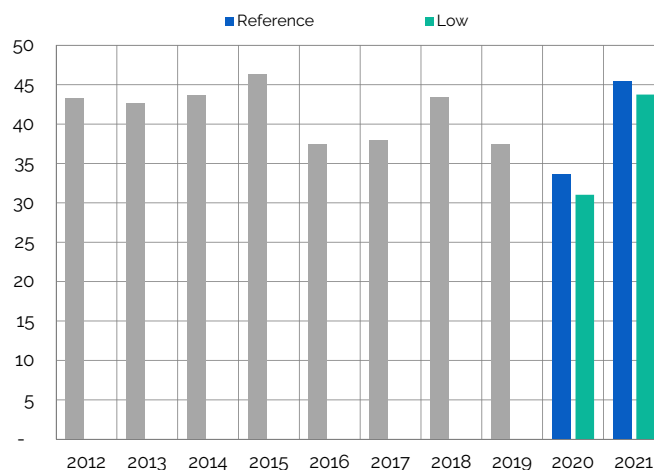
Montenegro e Centro-Sud è entrato in funzione a fine 2019 con una portata di circa 1.25 TWh nel 2020 e 2.12 TWh dal 2021). in linea con il rafforzarsi dello *switching* da carbone (e lignite) a favore del gas di cui si è parlato sopra. La competitività dei cicli combinati italiani nei confronti della generazione convenzionale dei paesi balcanici, e in particolare della lignite, sta portando a sfruttare il nuovo collegamento con Montenegro in esportazione per la maggior parte delle ore della giornata.

Sulla produzione elettrica proveniente dal Montenegro ha comunque un peso rilevante anche l'idroelettrico, per cui è probabile che nei mesi estivi con la ripresa della domanda italiana interna il flusso si stabilizzi nuovamente in ingresso. Il totale delle importazioni nette dalle frontiere estere dovrebbe quindi risultare di 33.65 TWh nel 2020 e di poco inferiore a 45.5 TWh nel 2021. La stima dei livelli di import rispetto allo scorso *Energy Outlook* è quindi stata rivista al ribasso di 9.6 TWh sul 2020 e di 1.3 TWh sul 2021, con la forte riduzione della domanda causata dal COVID-19 che impatta sia direttamente sull'NTC che per via indiretta per effetto del *Coal to Gas Switch* e della riduzione della produzione nucleare francese.

Dovesse verificarsi un **secondo lockdown** in autunno, Terna potrebbe ricorrere alle stesse misure adottate nei mesi di aprile e maggio,

riducendo la NTC con la frontiera Nord. Con un secondo *lockdown* potrebbero riverificarsi le stesse condizioni di riduzione di produzione nucleare francese, nel caso in cui le manutenzioni non fossero ancora state portate a termine. Con i dati storici dei primi sei mesi del 2020, ma ipotizzando un secondo *lockdown* con un'incidenza pari al 50% del primo sulla riduzione di domanda, la stima low delle importazioni nette dalle frontiere estere dovrebbe risultare di 31.02 TWh nel 2020 e di 43.74 TWh nel 2021.

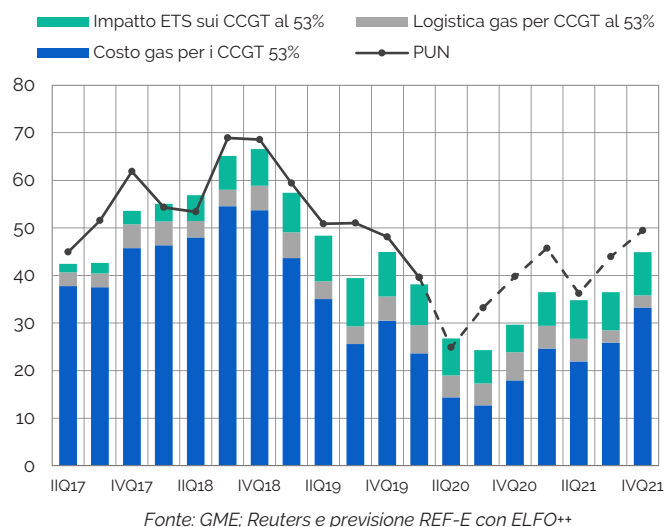
FIGURA 4.20. SALDO ANNUALE IMPORT NETTO DALL'ESTERO (TWh)



Fonte: Terna e Previsioni REF-E

PUN

La significativa flessione del prezzo del gas e il crollo della domanda a partire da inizio marzo hanno spinto il prezzo elettrico al ribasso. Il PUN medio nei primi tre mesi del 2020 è stato inferiore di quasi 20 €/MWh rispetto ai valori del 2019 e sui valori medi di aprile e maggio si è registrato un divario di poco inferiore ai 30 €/MWh rispetto agli stessi mesi nel 2019. Anche il prezzo medio di giugno è stato più basso di quello di giugno 2019, ma il gap è tornato sui 20 €/MWh. Il movimento discendente dei prezzi su MGP è iniziato nel 2019, accentuandosi nella seconda metà dell'anno, in linea con l'andamento dei prezzi delle *commodities*. Con l'inizio del periodo di *lockdown*, la tendenza ha

FIGURA 4.21. COMPONENTI DEL PUN (€/MWh)


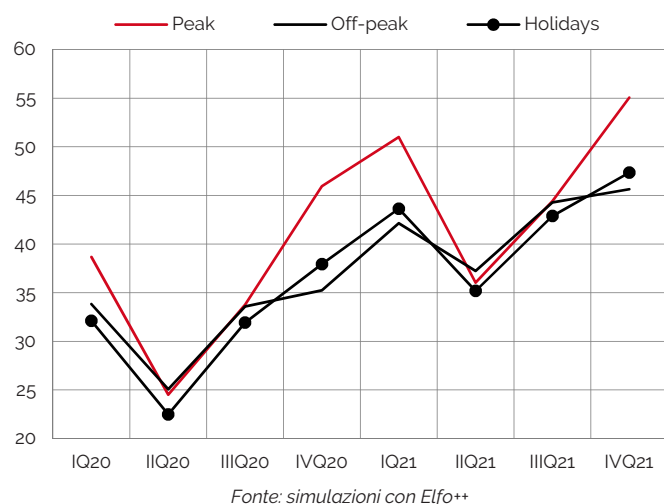
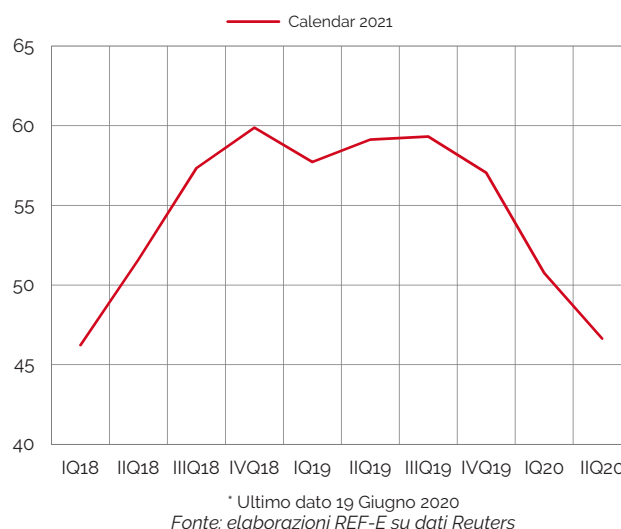
ulteriormente accelerato. Il calo della domanda elettrica e il contestuale aumento della quota di produzione da fonti rinnovabili hanno portato il PUN e/o i prezzi zionali al livello minimo di 0 €/MWh per diverse ore nei mesi di aprile e maggio, nelle giornate in cui la domanda è stata particolarmente bassa (fine settimana e festività nazionali) e in cui la condizioni climatiche hanno favorito la produzione rinnovabile a tal punto da renderla la produzione marginale.

Nel mese di aprile, il PUN ha raggiunto il valore minimo per 5 ore distribuite su 3 giornate differenti, mentre il prezzo zonale per la Sardegna è stato

pari a 0 €/MWh per un totale di 23 ore. Anche in molte delle ore in cui il PUN si è attestato su valori strettamente positivi, il valore di chiusura del Mercato è stato comunque molto basso (inferiore ai 10 €/MWh in 56 ore ad aprile). Nel corso del mese di maggio, il PUN non ha superato i 10 €/MWh per 64 ore, con il prezzo zonale sardo a zero per 37 ore.

I prezzi medi di aprile e maggio sono stati rispettivamente pari 24.80 €/MWh e 21.78 €/MWh, in calo del 22% e del 32% rispetto al valore medio del PUN di marzo (31.99 €/MWh). Nel mese di giugno, il PUN ha invece iniziato a salire, registrando un valore medio mensile di 28.01 €/MWh. Il valore medio del PUN per i primi sei mesi del 2020 si è quindi attestato a 32.21 €/MWh, in calo del 42% rispetto al prezzo medio tra gennaio e giugno 2019 (54.14 €/MWh).

Nello scenario *Reference*, l'impatto COVID-19 e la persistenza della debolezza delle *commodities* porta ad una revisione al ribasso del riferimento medio annuo 2020 per il PUN *baseload*, che dovrebbe attestarsi intorno ai 34.4 €/MWh. Il graduale recupero atteso nel 2021 sia della richiesta elettrica, sia dei prezzi gas che del carbone dovrebbe spingere il prezzo elettrico in prossimità dei 44 €/MWh. Il costo variabile complessivo del

FIGURA 4.22. PUN 2020 E 2021 MENSILE PER FASCIA ORARIA (€/MWh)

FIGURA 4.23. EEX FUTURES ANNUALI* (€/MWh)


costo di trasporto gas e di quello delle emissioni di CO₂ per il ciclo combinato di riferimento è stimato pari a 29.7 €/MWh in media per il 2020 e 38.15 €/MWh per il 2021.

La volatilità che caratterizza storicamente il PUN *peakload* si è ridotta a causa del basso livello di prezzo nelle ore centrali della giornata e il differenziale fra le due fasce orarie (*peakload* e *offpeak*) si è ridotto rispetto all'*Energy Outlook* scorso. 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.

SPAZIO CONTENDIBILE E CSS

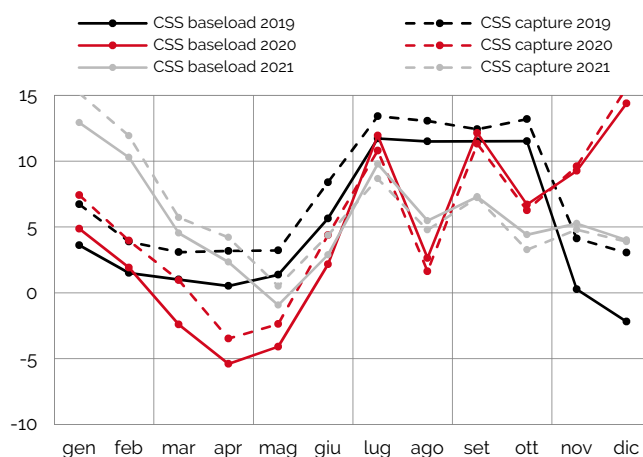
La diminuzione del prezzo elettrico ha influito negativamente sul margine degli impianti a gas su MGP (*Clean Spark Spread*, CSS) nella prima parte dell'anno. Sia il CSS *baseload* (calcolato come differenza tra il PUN e il costo di produzione a gas di un impianto ad efficienza media 53%) che il CSS *captured* (calcolato invece come differenza tra i ricavi medi unitari degli impianti a CCGT accettati sul MGP e i costi di quelli ad efficienza media 53%) hanno registrato valori positivi e leggermente superiori ai valori medi mensili del 2019 nei primi due mesi dell'anno, ma si sono poi ridotti drasticamente a partire da marzo 2020, attestandosi su valori medi fortemente negativi ad aprile e maggio. La contrazione dei margini degli impianti a gas sul MGP è coerente con il legame storico tra i margini stessi e la domanda contendibile gas sul MGP, che ha subito una forte riduzione a causa degli effetti della pandemia. Tra marzo e maggio 2020 gli impianti a gas hanno venduto circa 23 TWh sul MGP, quasi 6 TWh in meno rispetto ai volumi venduti nello stesso periodo nel 2019.

Il calo di produzione termoelettrica rispetto al 2019 e a quanto previsto nell'*Energy Outlook* scorso, conseguenza della netta contrazione della

domanda elettrica, implicherebbe una riduzione del CSS. La forte competitività degli impianti a ciclo combinato rispetto agli impianti a carbone, dovuta dalla riduzione del prezzo gas e dal rialzo del *Coal Switching Price*, porta tuttavia nello scenario reference, ad un incremento, rispetto alle previsioni di febbraio, della quota del CCGT nel 2020 dello 0.14% (90.53 TWh contro 90.40 TWh) e del valore medio di CSS *baseload*⁷ per il 2020 superiore a 4.5 €/MWh e a 5.5 €/MWh nel 2021. 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. La marginalità dei cicli combinati dovrebbe comunque aumentare nel 2021 grazie alla ripresa della domanda elettrica e al conseguente aumento dello spazio sui mercati per tali impianti. Nei mesi come maggio e giugno con alta produzione idroelettrica e domanda stagionale inferiore agli altri la marginalità dei cicli combinati potrebbe tuttavia tornare in territorio negativo.

Nello scenario previsionale, il CSS *captured* per gli impianti a ciclo combinato con efficienza al 53% segue l'andamento del CSS *baseload*, rimanendo più alto di quest'ultimo nei primi mesi dell'anno sia nel 2020 che nel 2021, e scendendo poco al di sotto nel secondo semestre dell'anno.

FIGURA 4.24. CSS BASELOAD E CAPTURED (€/MWh/h)



Dati storici fino al 31 Maggio 2020, poi previsioni REF-E
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e Reuters

⁷ Previsione ottenuta con il modello STEP.

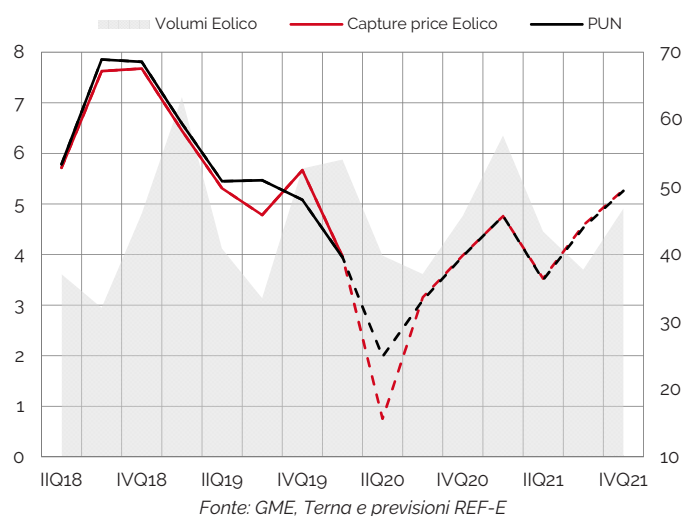
CAPTURE PRICES

La forte contrazione della domanda e il conseguente verificarsi di ore con prezzo a zero o comunque inferiore ai 10 €/MWh ha influito sui *captured prices* del **fotovoltaico**. Le ore a zero si sono verificate soprattutto nelle ore centrali della giornata, con la più alta produzione di solare. 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. Nei mesi di aprile e maggio 2020 il *captured price* del fotovoltaico ha registrato uno sconto rispettivamente di 3.6 €/MWh e di 2.02 €/MWh, più alto del 54% ed del 631% rispetto ad aprile e maggio 2019. Per il 2020 e il 2021 i *captured prices* stimati per il fotovoltaico si attestano rispettivamente attorno 30 €/MWh e 40 €/MWh, a sconto sul PUN medio *baseload* rispettivamente di 4.3 €/MWh e 3.6 €/MWh.

L'effetto "cannibalizzazione" del solare è meno impattante sui *captured prices* dell'**eolico**, in quanto fonte che produce generalmente su tutte le 24 ore della giornata non catturando quindi solo

le ore centrali della giornata che sono quelle con prezzi minori ma anche quelle del picco serale. Di conseguenza *captured prices* per gli impianti eolici si attestano poco al di sopra della previsione del PUN medio annuo sia nel 2020 sia nel 2021, rispettivamente attorno ai 34.7 €/MWh e 44.3 €/MWh, maggiori del PUN *baseload* rispettivamente di 37 e 50 cent/MWh.

FIGURA 4.26. CAPTURED PRICES DELL'EOLICO
(sx: TWh, dx: €/MWh)



MSD

Con l'aumentare della capacità installata per la produzione non programmabile da risorse rinnovabili, sono anche cresciuti i volumi scambiati sul MSD per la necessità di maggiori volumi di riserva soddisfatti da impianti programmabili termoelettrici in grado di bilanciare la variabilità delle fonti rinnovabili e della domanda.

Nei mesi di marzo, aprile e maggio 2020, a questo aumento tendenziale è andato a sommarsi un incremento dei volumi scambiati sul MSD per sopperire alla maggiore difficoltà di prevedere correttamente la richiesta elettrica e al maggior peso delle risorse rinnovabili nei volumi scambiati sul MGP. Mentre i volumi totali scambiati sul MSD ex-ante nei mesi di gennaio e febbraio 2020 erano superiori a quelli dell'anno precedente di circa il 20%, i volumi scambiati a marzo, aprile e maggio

FIGURA 4.25. CAPTURED PRICES DEL SOLARE
(sx: TWh, dx: €/MWh)

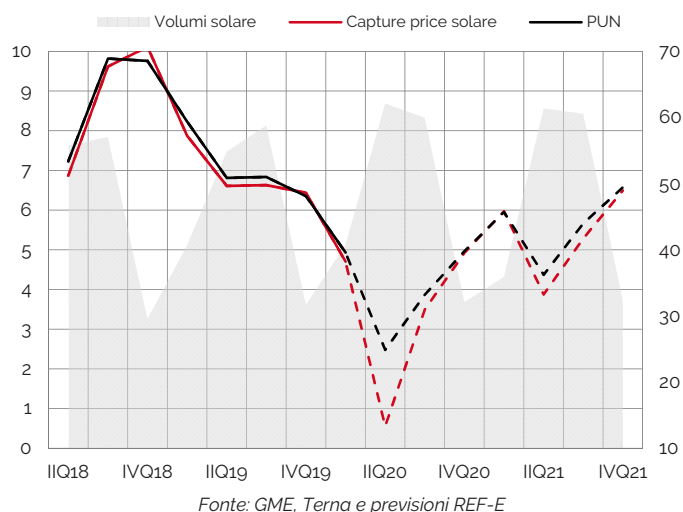
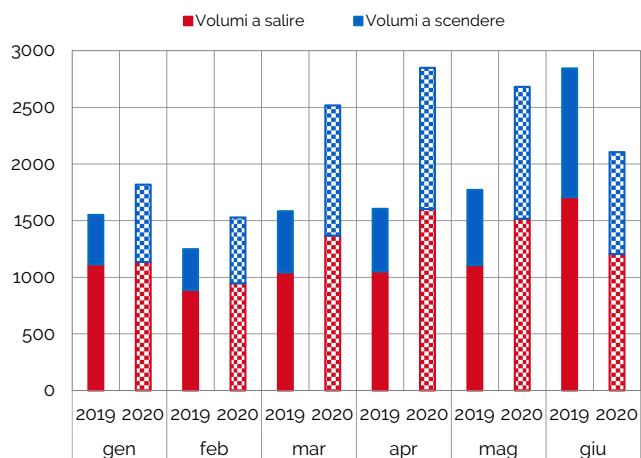


FIGURA 4.27. VOLUMI MSD EX-ANTE (GWh)

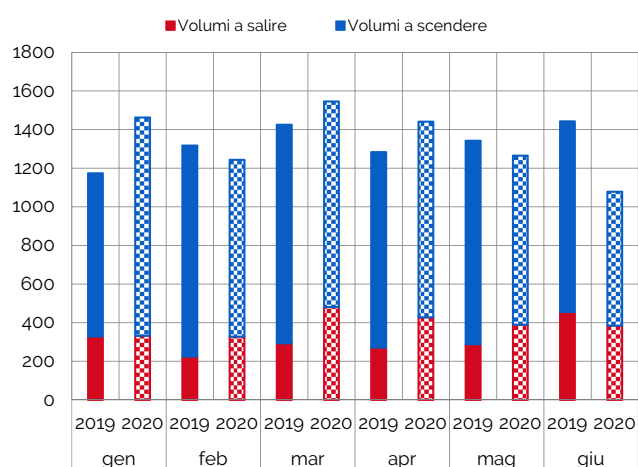


Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

hanno superato quelli del 2019 per i rispettivi mesi di almeno del 50% (con un picco del 78% ad aprile). Meno evidente invece il rialzo mensile dei volumi scambiati sul MB nei mesi di *lockdown* rispetto al rispettivo periodo nel 2019, dove infatti per il mese di maggio si è al contrario registrata una riduzione dei volumi del 6% rispetto allo scorso anno. In entrambi i casi, si registra un calo nei volumi scambiati a giugno, in linea con lo stabilizzarsi delle previsioni con il passare del tempo dalla fine del *lockdown*, e con l'aumento della quota di volumi soddisfatta dagli impianti CCGT su MGP durante questo mese (dati settimanali GME).

Nonostante l'aumento dei volumi scambiati su MSD, il *Clean Spark Spread* MSD medio settimanale per gli impianti CCGT ad efficienza al 53% (CSS MSD) è stato inferiore di quello calcolato per le stesse settimane del 2019 per la maggior parte delle settimane del 2020. Questa differenza può essere in parte ricondotta a un calo dei costi medi degli impianti a gas in seguito agli andamenti dei prezzi delle *commodities*. Infatti, la riduzione dei costi, stringendo il *range* massimo di ricavo per le operazioni di acquisto su MSD (limitate inferiormente dal floor di 0 €/MWh), ha influito negativamente sul CSS MSD, calcolato come media pesata dei margini delle operazioni in acquisto e in vendita. Un'inversione di questa tendenza, che

FIGURA 4.28. VOLUMI MB (GWh)



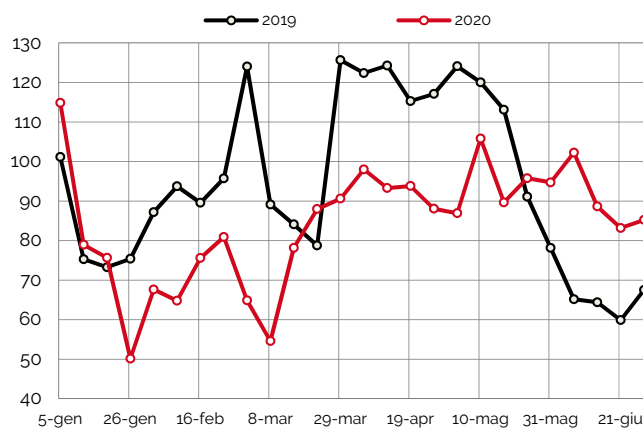
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

ha portato i valori medi settimanali del CSS MSD del 2020 sopra quelli 2019, è però visibile nei dati di giugno, dove i valori del 2019 avevano subito un calo rilevante.

Rispetto al 2020, il CSS MSD ha però tenuto nella fase di *lockdown*, garantendo agli impianti programmabili CCGT, strategici nella situazione di incertezza creata dalla pandemia, sufficienti margini dagli scambi sul mercato.

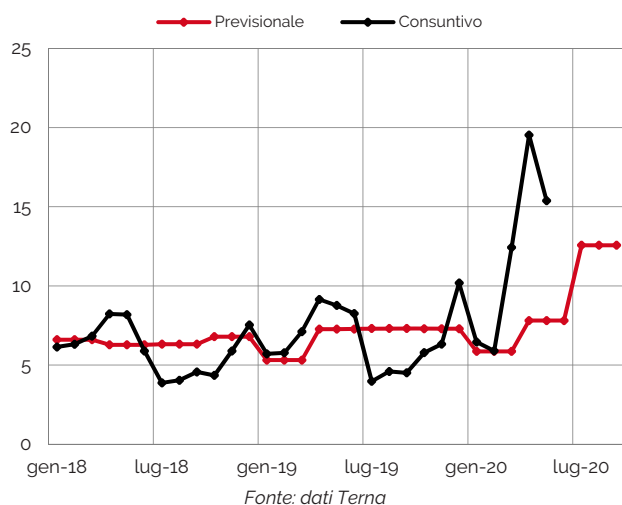
I maggiori costi sostenuti da Terna nel periodo di chiusura delle attività per l'aumento dei prezzi di scambio e dei margini di riserva necessari approvvigionati sul MSD sono stati trasferiti nella

FIGURA 4.29. CSS MEDIO SETTIMANALE SU MSD PER GLI IMPIANTI CCGT (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 4.30. EVOLUZIONE COMPONENTE UPLIFT
(€/MWh)



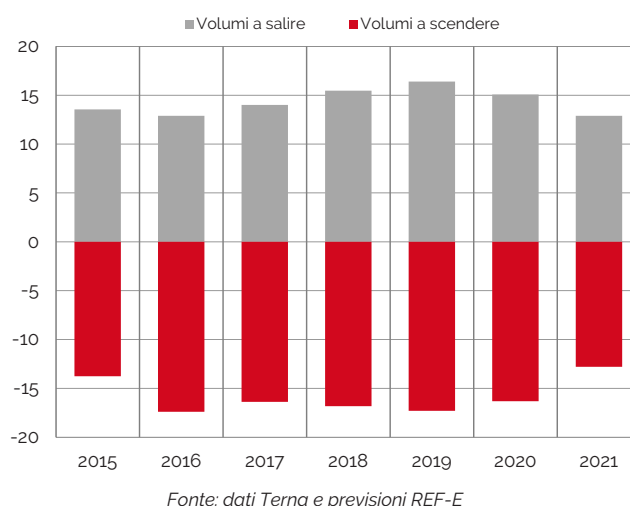
rispetto alla componente prevista per il trimestre precedente (7.81 €/MWh).

Nello scenario *Reference* la previsione per i volumi MSD e MB risulta in linea con la media degli ultimi anni, registrando una previsione MSD+MB a salire di 15.06 TWh per il 2020 e di 12.88 TWh per il 2021, mentre per MSD+MB a scendere di 16.31 TWh per il 2020 e 12.80 TWh per il 2021. I volumi sul 2021 si riducono rispetto al 2020 in quanto diminuisce la percentuale di rinnovabili sulla domanda, considerando una richiesta elettrica in aumento rispetto all'anno precedente.

componente di *Uplift*, applicata a tutti i prelievi dalla rete e attraverso cui Terna copre le spese per la gestione del sistema.

Il valore della componente di *Uplift* per il mese di aprile è stato il più alto fin ora registrato e pari a 19.53 €/MWh, in aumento del 57% rispetto al valore di marzo che era già ben al di sopra dei valori mensili dei due anni precedenti. La componente di maggio (l'ultimo valore consuntivo pubblicato da Terna), è stata invece inferiore rispetto a quella di aprile, fermandosi a 15.38 €/MWh, ma è comunque pari al quarto più alto valore di sempre. Anche la componente previsionale per il terzo trimestre del 2020, pari a 12.57 €/MWh, è in aumento del 61%

FIGURA 4.31. VOLUMI MSD EX-ANTE + MB
SCENARIO REFERENCE (TWh)



SENSITIVITIES

In considerazione della complessità del momento e della mancanza di un riferimento storico di mercato paragonabile a quello attuale, è stata calcolata la sensitività del prezzo elettrico ai principali fattori di rischio, quali il livello dei prezzi delle *commodities*, l'import e la producibilità delle rinnovabili.

Per una più facile lettura si riportano di seguito i valori dello scenario *Reference* a cui vengono comparati i risultati ottenuti con le diverse sensitività e il *range* complessivo di rischio risultante.

L'**impatto delle rinnovabili** nello scenario *reference* è stato valutato mantenendo invariati i livelli di domanda, *commodities* e import applicando le previsioni *low* e *high* per le rinnovabili.

Ipotizzando una produzione rinnovabile superiore a quella *reference*, che andrebbe a sostituire parte della produzione termoelettrica, la conseguenza è una riduzione del PUN medio annuo a valori di poco superiori a 32.5 €/MWh nel 2020 e a 38 €/MWh nel 2021.

Viceversa, ipotizzando una produzione rinnovabile inferiore a quella *reference*, lo spazio contendibile per i cicli combinati aumenterebbe, facendo così salire il CSS e quindi il PUN che potrebbe avvicinarsi a 40 €/MWh nel 2020 e a 49.5 €/MWh nel 2021.

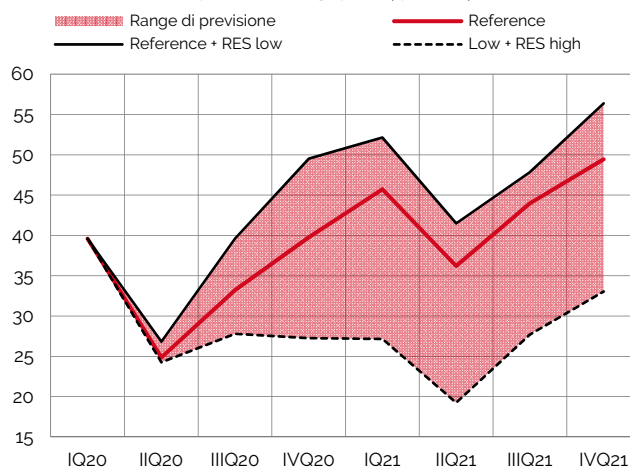
Tra i *driver* più impattanti di questo *Energy Outlook* vi sono il valore del **Coal Switching Price** che rende gli impianti a gas molto più competitivi di quelli a carbone e il valore di import, cui a seguito di un'ulteriore riduzione potrebbe aumentare il contendibile dei cicli combinati. Una discesa del prezzo della CO₂ sui valori dello scenario *low* legata a un'eventuale perdita di fiducia nel MSR e/o a difficoltà della Commissione Europea nell'approvazione del *Green Deal* comporterebbe una riduzione del CSP che non sarebbe comunque sufficiente a rendere gli impianti a carbone competitivi con i cicli combinati. In uno scenario *reference* con una CO₂ *low*, l'impatto sul PUN previsto sarebbe quindi lieve, portandolo su valori prossimi a 33 €/MWh nel 2020 e a 40.5 €/MWh nel 2021.

Ipotizzando invece uno **scenario di import low** con livelli degli altri *driver reference*, si avrebbe un aumento del contendibile e di conseguenza un aumento della marginalità dei cicli combinati. Questo porterebbe a un valore di PUN vicino a 35 €/MWh sul 2020 e ai 44 €/MWh sul 2021.

Nell'eventualità di un **secondo lockdown** e/o di una ripresa dell'economia mondiale particolarmente lenta, i prezzi delle *commodities* si potrebbero attestare sui livelli ipotizzati nello scenario *low*.

La domanda elettrica potrebbe subire a sua volta un'ulteriore contrazione nel corso del 2020 che si ripercuoterebbe anche sul 2021 e l'import si potrebbe ridurre a sua volta, sia a causa di una riduzione dell'NTC, sia per possibili ulteriori problemi sul nucleare francese.

FIGURA 4.32. VALORI ATTESI PUN "REFERENCE" E RANGE DI PREVISIONE (€/MWh)



Fonte: GME e previsioni REF-E con STEP

In questa eventualità e con rinnovabili *reference* il PUN medio annuo potrebbe attestarsi su valori prossimi a 31.5 €/MWh nel 2020 e a 32 €/MWh nel 2021.

Con rinnovabili *high* il PUN medio annuo potrebbe attestarsi su valori di poco inferiori a 30 €/MWh nel 2020 e a 27 €/MWh nel 2021. Infine, con rinnovabili *low*, il PUN medio annuo potrebbe attestarsi sui valori di poco inferiori a 36 €/MWh nel 2020 e a 38 €/MWh nel 2021.

L'ultima sensitività effettuata è relativa prezzo del gas. Un inverno freddo o a un ritardo nell'entrata del Nord *Stream 2* potrebbero infatti comportare un rialzo del prezzo gas a parità di altre variabili.

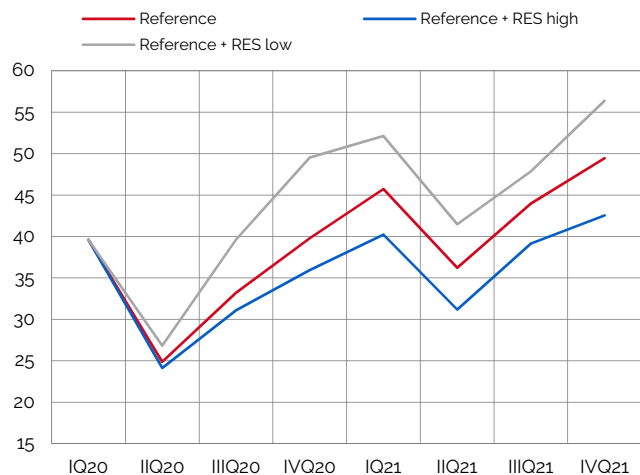
In questo caso, con domanda elettrica e import *low*, rinnovabili *reference* e tutte le *commodities low* tranne il prezzo del gas *reference*, il PUN medio annuo potrebbe arrivare a 36 €/MWh nel 2020 e poco sotto i 39 €/MWh nel 2021.

Tra tutte le sensitività, quella più ottimistica per il PUN risulta essere quella relativa allo scenario *Reference* con rinnovabili *low*, mentre quella più pessimistica risulta quella relativa allo scenario *low* con rinnovabili *high*.

Il **PUN medio 2020** dovrebbe quindi essere compreso tra il minimo a 30 €/MWh dello scenario *Low* con RES *high* e il massimo a 40 €/MWh dello scenario *Reference* con RES *low*. Il valore medio annuale del PUN nel 2021 potrebbe attestarsi tra i 27 €/MWh e i 49.5 €/MWh, livelli rispettivamente riferiti allo scenario più ottimistico e a quello più pessimistico.

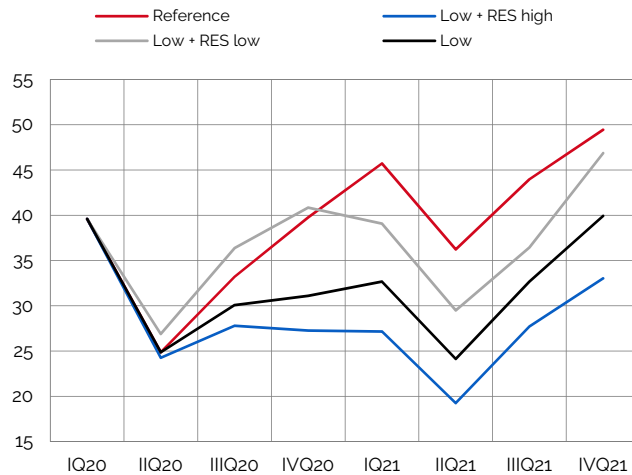
Alle pagine successive sono riportate Figure e Tabelle di sintesi relativi a ciascuna *sensitivity*.

FIGURA 4.33. CASO REFERENCE CON SENSITIVITA' RES-E (€/MWh)



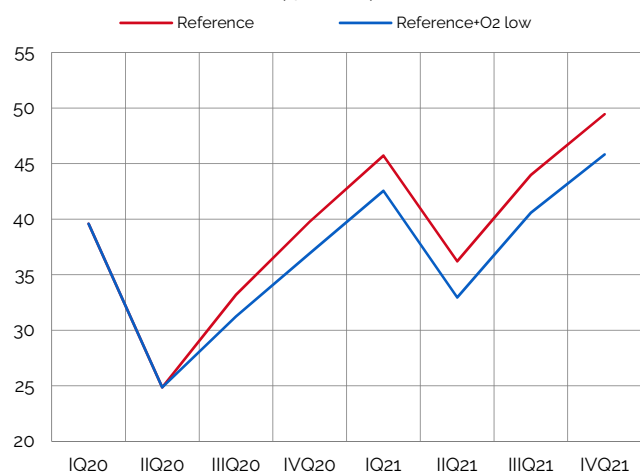
Fonte: GME e previsioni REF-E con STEP

FIGURA 4.36. CASO LOW CON SENSITIVITA' RES-E (€/MWh)



Fonte: GME e previsioni REF-E con STEP

FIGURA 4.34. CASO REFERENCE CON CO2 LOW (€/MWh)



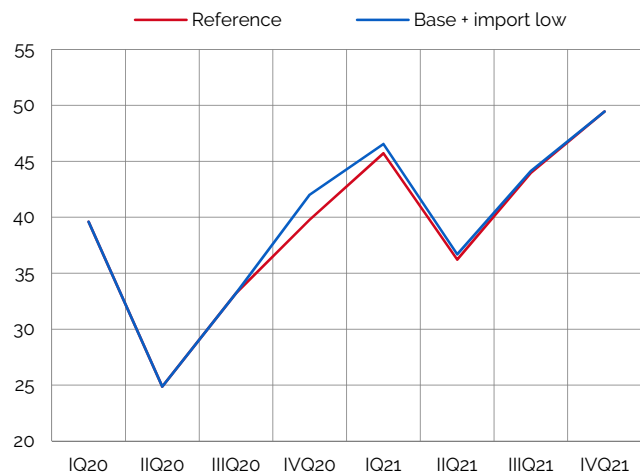
Fonte: GME e previsioni REF-E con STEP

FIGURA 4.37. CASO LOW CON GAS REFERENCE (€/MWh)



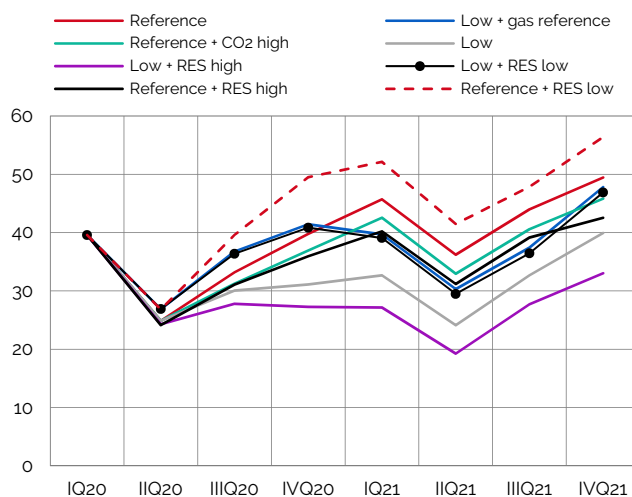
Fonte: GME e previsioni REF-E con STEP

FIGURA 4.35. CASO BASE CON IMPORT LOW (€/MWh)



Fonte: GME e previsioni REF-E con STEP

FIGURA 4.38. CONFRONTO SENSITIVITA' (€/MWh)



Fonte: GME e previsioni REF-E con STEP

TABELLA 4.1. SINTESI CASO REFERENCE

	2020	2021
Prezzo Brent (\$/bbl)	39.66	46.50
Prezzo PSV (€/MWh PCS)	8.23	12.68
Prezzo carbone (\$/t)	49.85	58.00
Prezzo CO2 (€/tCO2eq)	19.36	21.41
Domanda elettrica (TWh)	301.69	318.56
Generazione netta RES (TWh)	114.05	117.39
Import (TWh)	33.65	45.41
PUN (€/MWh)	34.36	43.84
CSS (€/MWh)	4.65	5.69
Capture price solare (€/MWh)	30.06	40.21
Capture price eolico (€/MWh)	34.73	44.33

Fonte: elaborazioni REF-E

TABELLA 4.4. SINTESI CASO REFERENCE CON IMPORT LOW

	2020	2021
Prezzo Brent (\$/bbl)	39.66	46.50
Prezzo PSV (€/MWh PCS)	8.23	12.68
Prezzo carbone (\$/t)	49.85	58.00
Prezzo CO2 (€/tCO2eq)	8.42	15.28
Domanda elettrica (TWh)	301.69	318.56
Generazione netta RES (TWh)	114.05	117.39
Import (TWh)	31.02	43.74
PUN (€/MWh)	34.92	44.20
CSS (€/MWh)	5.21	6.05
Capture price solare (€/MWh)	30.36	40.56
Capture price eolico (€/MWh)	35.32	44.73

Fonte: elaborazioni REF-E

TABELLA 4.2. SINTESI CASO REFERENCE CON SENSIVITA' RES

	2020		2021	
	RES high	RES low	RES high	RES low
Prezzo Brent (\$/bbl)	39.66		46.50	
Prezzo PSV (€/MWh PCS)	8.23		12.68	
Prezzo carbone (\$/t)	49.85		58.00	
Prezzo CO2 (€/tCO2eq)	19.36		21.41	
Domanda elettrica (TWh)	301.69		318.56	
Generazione netta RES (TWh)	122.80	103.06	135.14	99.64
Import (TWh)	33.65		45.41	
PUN (€/MWh)	32.68	38.88	38.27	49.46
CSS (€/MWh)	2.98	9.18	0.12	11.31
Capture price solare (€/MWh)	28.50	33.97	34.66	45.60
Capture price eolico (€/MWh)	32.85	37.95	38.75	49.92

Fonte: elaborazioni REF-E

TABELLA 4.5. SINTESI CASO LOW

	2020			2021		
	RES ref	RES high	RES low	RES ref	RES high	RES low
Prezzo Brent (\$/bbl)		35.65			31.96	
Prezzo PSV (€/MWh PCS)		7.41			9.01	
Prezzo carbone (\$/t)		46.20			45.23	
Prezzo CO2 (€/tCO2eq)		16.63			13.78	
Domanda elettrica (TWh)		297.26			307.08	
Generazione netta RES (TWh)	114.05	122.80	103.06	117.39	135.14	99.64
Import (TWh)		31.02			43.74	
PUN (€/MWh)	31.41	29.73	35.92	32.35	26.79	37.97
CSS (€/MWh)	1.71	0.02	6.22	-5.80	-11.36	-0.18
Capture price solare (€/MWh)	27.76	26.01	31.85	28.38	22.84	33.76
Capture price eolico (€/MWh)	31.91	29.57	35.82	32.75	27.20	38.25

Fonte: elaborazioni REF-E

TABELLA 4.3. SINTESI CASO REFERENCE CON CO2 LOW

	2020	2021
Prezzo Brent (\$/bbl)	39.66	46.50
Prezzo PSV (€/MWh PCS)	8.23	12.68
Prezzo carbone (\$/t)	49.85	58.00
Prezzo CO2 (€/tCO2eq)	16.63	13.78
Domanda elettrica (TWh)	301.69	318.56
Generazione netta RES (TWh)	114.05	117.39
Import (TWh)	33.65	45.41
PUN (€/MWh)	33.15	40.47
CSS (€/MWh)	3.45	2.32
Capture price solare (€/MWh)	29.04	36.86
Capture price eolico (€/MWh)	33.61	40.99

Fonte: elaborazioni REF-E

TABELLA 4.6. SINTESI CASO LOW CON GAS REFERENCE

	2020	2021
Prezzo Brent (\$/bbl)	35.65	31.96
Prezzo PSV (€/MWh PCS)	7.41	9.01
Prezzo carbone (\$/t)	46.20	45.23
Prezzo CO2 (€/tCO2eq)	8.42	15.28
Domanda elettrica (TWh)	297.26	307.08
Generazione netta RES (TWh)	114.05	117.39
Import (TWh)	31.02	43.74
PUN (€/MWh)	36.16	38.81
CSS (€/MWh)	6.46	0.66
Capture price solare (€/MWh)	32.29	34.93
Capture price eolico (€/MWh)	36.28	39.34

Fonte: elaborazioni REF-E

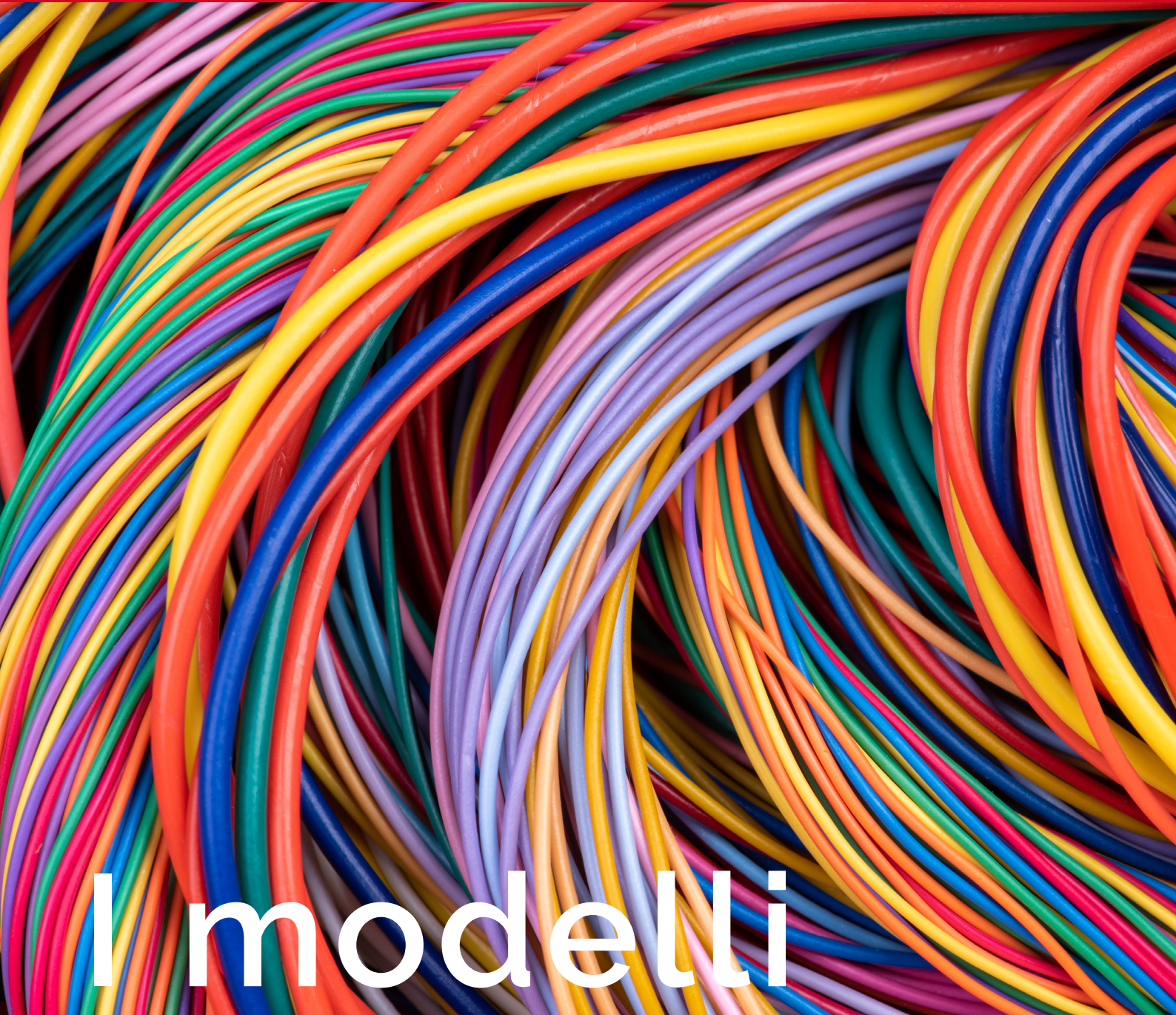
APPENDICE 1. TABELLA DI SINTESI DEGLI SCENARI*

	2018	2019	2020 <i>Reference</i>	2021 <i>Reference</i>	2020 <i>High</i>	2021 <i>High</i>	2020 <i>Low</i>	2021 <i>Low</i>
Mercati del petrolio e scenario macroeconomico								
PIL (% variazione a/a)	0.8%	0.3%	-12.5%	7.0%	-	-	-	-
Prezzo Brent (\$/bbl)	71.3	63.6	39.7	46.5	41.6	53.1	35.6	32.0
Tasso di cambio (€/€)	1.18	1.12	1.11	1.13	-	-	-	-
Mercato del gas naturale								
Prezzo gas al PSV (€/MWh a PCS) ⁽¹⁾	24.3	16.2	8.2	12.7	10.1	17.2	7.4	9.0
Spread PSV-TTF (€/MWh a PCS)	1.5	2.6	1.7	1.9	1.7	1.9	1.7	1.9
Costo di logistica variabile gas (€/MWh a PCI)	2.3	2.4	2.8	1.9	2.8	1.9	2.8	1.9
Mercato del carbone e dei permessi di emissione								
Prezzo carbone (\$/t) ⁽²⁾	91.9	61.5	49.8	58.0	52.1	64.9	46.2	45.2
Prezzo carbonio (€/tCO ₂ eq)	15.9	24.8	19.4	21.4	22.1	29.0	16.6	13.8
PUN e componenti di costo								
PUN (€/MWh)	61.3	52.3	34.4	43.8	38.4	49.5	29.9	26.8
Costo gas (€/MWh) ⁽³⁾	54.9	38.2	22.4	30.1	26.3	39.5	20.7	22.4
Costo carbone (€/MWh) ⁽³⁾	36.8	27.5	23.3	25.9	24.0	28.9	21.9	21.6
Onere ETS - impianti CCGT (€/MWh) ⁽⁴⁾	6.0	9.3	7.3	8.1	8.3	10.9	6.3	5.2
Onere ETS - impianti a carbone (€/MWh) ⁽⁵⁾	15.2	23.8	18.6	20.5	21.2	27.8	15.9	13.2
CSS (€/MWh)	0.4	4.8	4.7	5.7	3.8	-1.0	2.9	-0.9
CDS (€/MWh)	9.2	1.1	-7.4	-2.6	-6.8	-7.2	-7.9	-8.0
Consumi								
Domanda elettrica (TWh)	321.4	319.6	301.7	318.6	-	-	297.3	307.1
Domanda elettrica (% variazione a/a)	-0.3%	-0.6%	-5.6%	5.6%	-	-	-7.0%	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	114.0	117.4	122.8	135.1	103.1	99.6
Idroelettrico	49.9	45.3	45.8	48.7	49.3	56.4	40.2	41.0
Eolico	17.6	20.1	18.5	19.4	22.3	26.3	14.8	12.5
Fotovoltaico	22.3	24.6	25.8	25.0	27.4	28.2	24.3	21.9
Geotermico	5.8	5.7	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
Biomasse e RSU	18.2	18.4	18.1	18.4	18.1	18.4	18.1	18.4
Import	43.3	37.4	33.6	45.4	33.6	45.4	31.0	43.7
Domanda contendibile	164.4	168.1	154.0	155.8	-	-	163.2	163.7

* Aggiornato al 9 Luglio 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 REF4E

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.

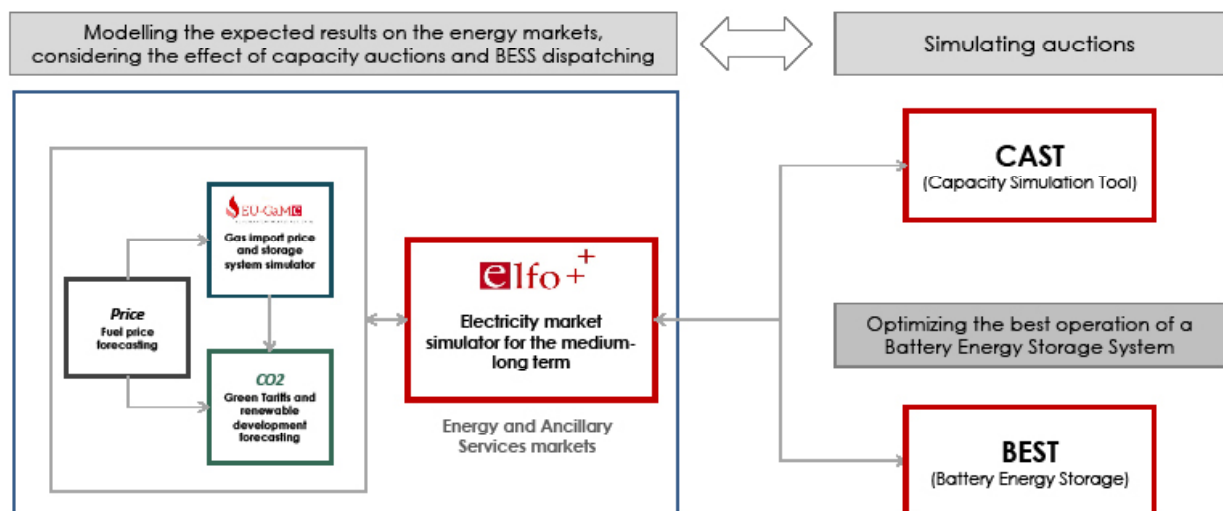
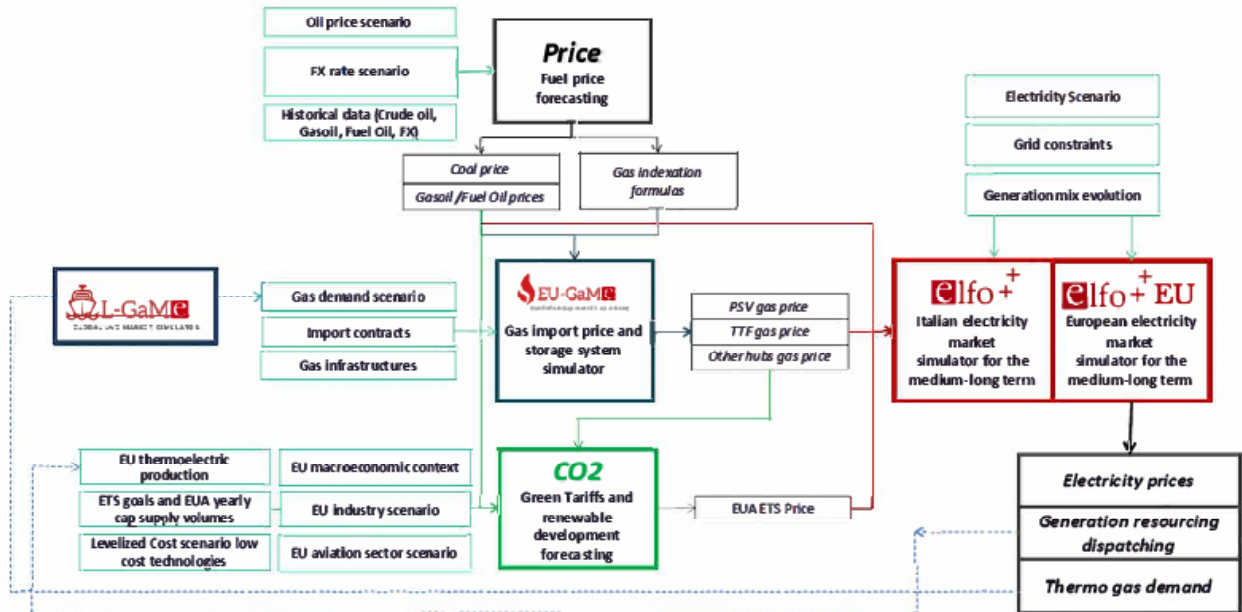
Per i Clienti è prevista la possibilità di partecipare attivamente allo sviluppo dei modelli con proposte e specifiche richieste. Inoltre, per i Clienti che decidono di acquistare da subito i modelli REF-E sono previste vantaggiose condizioni di pagamento.

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

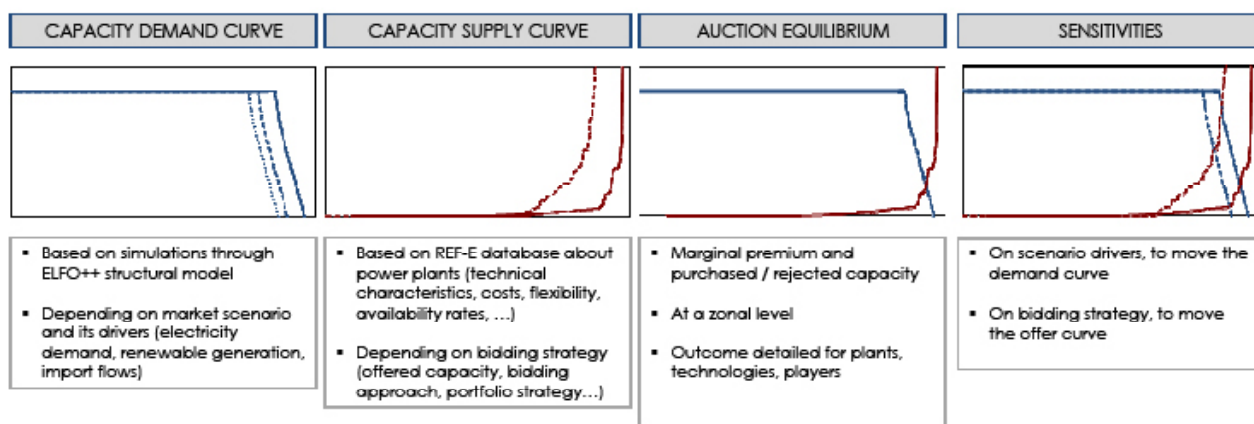
- The market scenario: demand, import costs, pipe storage and LNG capacities

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

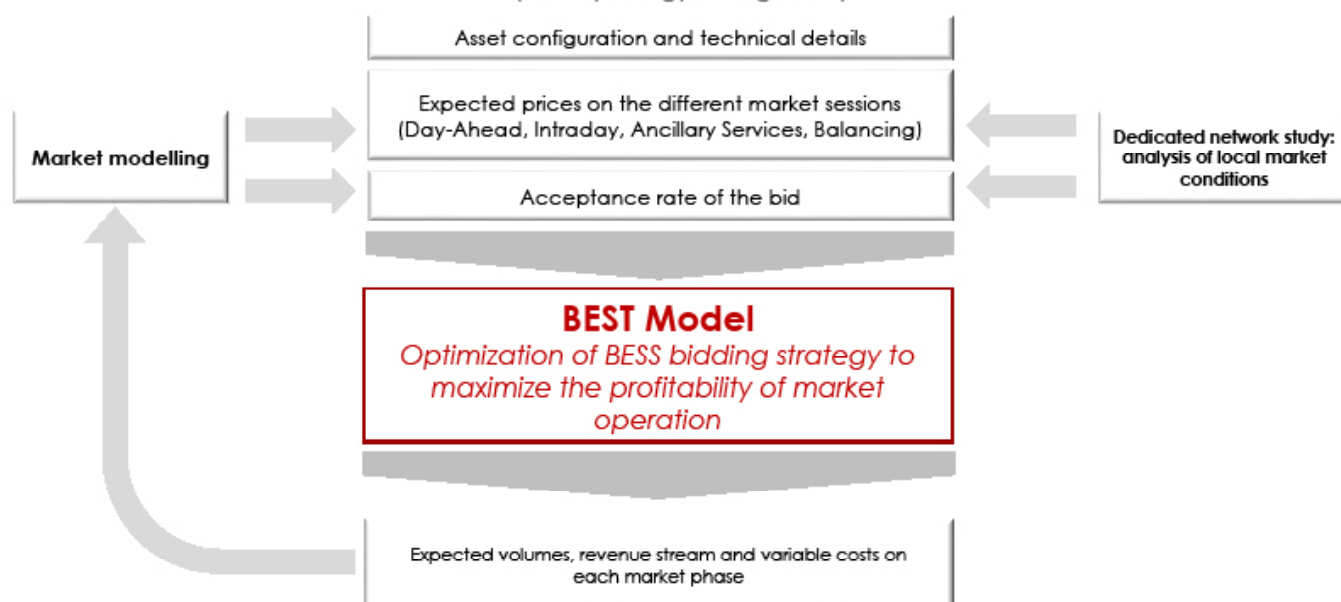


CAST (Capacity Strategic Tool)

- 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 Checchia, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Federica Davò,
Antonio De Paola, Elena Ferri, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Valeria Ghirardi,
Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Ralph Sassun, 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, ACEGAS APS AMGA, ACEA ENERGIA SPA, AET AZIENDA ELETTRICA TICINESE, 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, SORGENIA SPA, TENARIS DALMINE, TERNA SPA, TIRRENO POWER SPA

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