

ENERGY OUTLOOK



Anno V - n. 15
Novembre 2020

Osservatorio
energia

REF4E

Indice

Il momento storico che stiamo vivendo è di cruciale importanza, non soltanto in termini di conseguenze, ma anche di opportunità. Nonostante i tempi della ripresa siano ancora incerti, una programmazione efficace dell'utilizzo degli ingenti fondi stanziati dall'Unione Europea per la ricostruzione può infatti portare a un percorso di crescita sostenibile e nel rispetto degli obiettivi di riduzione delle emissioni già nel medio termine. I primi segnali di ripresa della domanda, dei prezzi e degli investimenti nel breve termine rappresentano il primo e necessario passo in questa direzione.

01

SCENARIO MACROECONOMICO

pag. 04

In Italia, nonostante l'attuale nuovo aggravarsi dell'allerta sanitaria, la recessione ha raggiunto l'apice nel secondo trimestre 2020. La fase di recupero è iniziata dal momento in cui sono state gradualmente rimosse le misure restrittive e i dati relativi al Q3 hanno fatto sperare in un miglioramento veloce. Con la nuova accelerazione dei contagi e il ritorno, seppur limitato, a misure restrittive, il livello di incertezza sulle tempistiche e la velocità della ripresa resta molto alto. La contrazione del PIL nel 2020 sarà di poco inferiore al 10%. Il prolungarsi dei tempi di contenimento della seconda ondata epidemica e richiedere ulteriori fermi alle attività, aggraverebbero tuttavia la flessione e si potrebbero avere ripercussioni negative sulla ripresa nel 2021, che comunque non si prevede superiore al 5%.

02

COMMODITIES

pag. 10

Un graduale recupero dei prezzi è atteso a partire dall'anno prossimo, con Brent a 45 \$/bbl nel 2022, e carbone a 65 \$/ton, grazie alla ripresa della domanda. Il rallentamento della crescita dell'offerta causato dalla riduzione degli investimenti (hanno finora ritardato o rinunciato all'investimento nuovi impianti di liquefazione per almeno 9 Bcm) si traduce in un rischio di tensione sui prezzi internazionali del gas, in caso di inverni freddi o di nuova accelerazione della domanda asiatica. Il riferimento medio per il PSV è attualmente poco oltre 10 €/MWh, ma sotto l'ipotesi di una normalizzazione della domanda e delle temperature, il ritorno su valori attorno alla media storica si verifica nell'inverno 2021/2022, contestualmente a una compressione dello spread che, grazie all'avvio delle importazioni tramite TAP va verso una stabilizzazione al di sotto di 1 €/MWh.

03

OUTLOOK PER IL MERCATO ELETTRICO

pag. 24

Il 2020 ha dimostrato che il mercato elettrico è resiliente alla volatilità della domanda, della quota di contendibile e dei prezzi delle commodities: il crollo della domanda è stato sostenibile anche grazie alla maggiore competitività del gas rispetto al carbone e alle importazioni. Stabilità del sistema e margini per gli impianti a gas non sono risultati a rischio, anche grazie al maggiore ricorso alle risorse di MSD. La stabilizzazione delle condizioni di domanda e offerta, assunta nello scenario di riferimento per i prossimi mesi, consente un recupero dei prezzi dell'energia elettrica che rispecchia quello delle commodities (da 40 €/MWh del 2020 a 55 €/MWh nei prossimi anni) con Spark Spread superiore a quello del 2020. Anche considerando la forte variabilità dei prezzi delle commodities e della domanda elettrica il range di variabilità per il PUN nei prossimi due anni non è superiore a più o meno 10 €/MWh. Lo scenario di prezzo elettrico Reference, previsto in questo Energy Outlook, è inoltre tale da favorire la market parity per gli investimenti nel settore fotovoltaico, che sembrava essersi sensibilmente allontanata quest'anno.

APPENDICE 1. TABELLA DI SINTESI DEGLI SCENARI

pag. 42

01

An aerial photograph of a multi-lane highway stretching into the distance under a sunset sky. Two large trucks, one yellow and one red, are visible on the road. The landscape on either side is flat and agricultural. A blue parking sign with a 'P' and '300m' is visible on the right shoulder.

Scenario macroeconomic

COVID-19: LE POTENZIALITÀ DELLA RIPRESA

L'evoluzione della pandemia rimane un fattore chiave per le previsioni dei prossimi mesi, a cui si aggiungono gli effetti degli strumenti messi a disposizione per affrontare la crisi e l'evoluzione del quadro geopolitico internazionale, con particolare attenzione ai nuovi equilibri che l'esito delle elezioni presidenziali americane porterà.

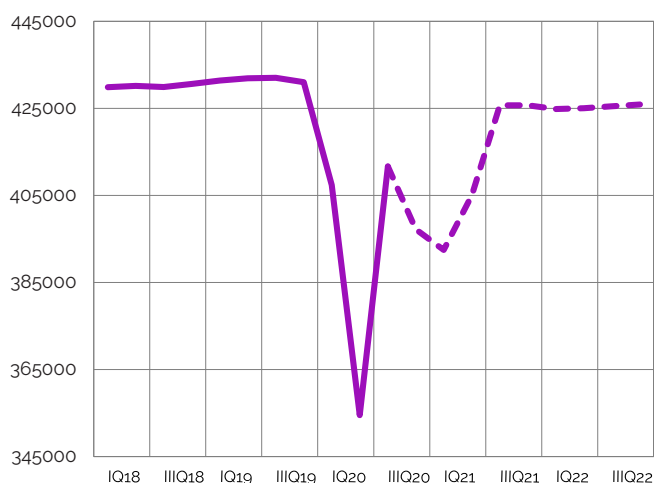
Di seguito i principali indicatori dell'andamento dell'economia italiana e un'analisi delle potenzialità per la ripresa nei prossimi trimestri.

PIL e domanda in Italia. In Italia, la recessione ha raggiunto l'apice nel secondo trimestre 2020, (PIL con una contrazione del 13% su base congiunturale), seguita da un rimbalzo del 16.1% nel terzo trimestre (stima preliminare ISTAT).

Rimane incerta l'evoluzione nei prossimi mesi.

Le nuove misure restrittive potrebbero portare a un deterioramento dell'andamento economico, seppure più limitato di quello osservato in primavera. Le nuove misure del governo non contemplano infatti il blocco della produzione industriale non essenziale, che era stata invece temporaneamente sospesa durante il primo *lockdown*.

FIGURA 1.1.. PIL VALORI REALI DESTAGIONALIZZATI
(milioni di euro)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Istat

Il mercato del lavoro. I dati del secondo trimestre confermano la criticità della pandemia sul mercato del lavoro già evidenziate dai dati del trimestre precedente, dove però solo il mese di marzo era stato coinvolto dalla diffusione del virus.

Il calo del numero degli occupati nel secondo trimestre è stato limitato, sia rispetto al trimestre precedente (-2%) che rispetto ad aprile-giugno 2019 (-4%), ma i dipendenti con contratto a tempo determinato e i lavoratori indipendenti, non tutelati dal blocco dei licenziamenti introdotto dal governo tra le misure emergenziali, hanno subito l'impatto maggiore (rispettivamente -22% e -4% rispetto a giugno 2019), con un'incidenza particolarmente significativa per le donne e per i giovani. È stato inoltre rilevante l'effetto sulle unità lavorative equivalenti, che a luglio erano circa del 10% inferiori rispetto alla media di fine 2019.

Nonostante la contrazione dell'occupazione, anche il tasso di disoccupazione ha subito un calo nel secondo trimestre a causa dell'aumento degli inattivi (+10%), dovuto a sua volta al disincentivo creato dalla maggior difficoltà, ed efficacia, delle azioni di ricerca di lavoro nel periodo di limitazione degli spostamenti.

I dati preliminari dell'ISTAT di luglio e agosto ritraggono un quadro di ripresa, con un aumento mensile di oltre 80 mila unità del numero di occupati in entrambi i mesi, e un calo degli inattivi, scesi di oltre 200 mila unità a luglio e di altre 65 mila unità ad agosto. I dati preliminari di settembre mostrano un quadro stabile rispetto ad agosto. Nel complesso, nel terzo trimestre si registra una crescita congiunturale dell'occupazione (+0.5%) e delle persone in cerca di occupazione (+18.1%), a fronte di un calo degli inattivi (-3.7%).

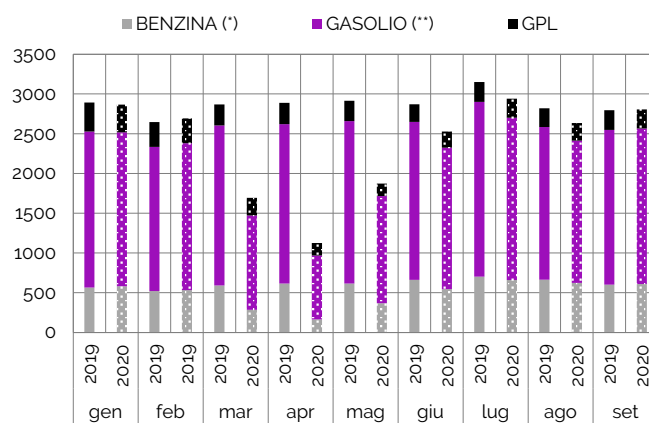
Per il momento gli effetti sul mercato del lavoro sono tuttavia ancora mitigati dal blocco dei licenziamenti e dalla disponibilità per le imprese di usufruire della cassa integrazione.

L'inflazione. La variazione dei prezzi al consumo nel 2020 è negativa. Il principale fattore deflattivo risiede nel calo dei prezzi energetici che ha raggiunto l'ampiezza massima a maggio (-12.7% rispetto a maggio 2019), ma ha continuato a segnare cadute sull'anno vicine al 10% anche nei mesi successivi. L'inflazione, al netto degli energetici, rimane infatti contenuta, ma positiva, in tutti i mesi del 2020 (tra lo 0.3% e l'1%), sostenuta dal rincaro dei prezzi dei beni alimentari durante il periodo di *lockdown*, aumentati del 2.7% ad aprile, per poi registrare nei mesi successivi un aumento più contenuto ma sempre sopra l'1%.

L'indice di fondo, calcolato al netto di energetici, tabacco e alimentari, rimane quindi inferiore all'indice dell'inflazione al netto dei soli energetici, e contenuto nell'intervallo tra lo 0.1% e lo 0.8% tra gennaio e ottobre 2020.

Sull'andamento dei prezzi dei prodotti energetici ha avuto un impatto significativo la dinamica ribassista dei prezzi dei carburanti. A settembre, la riduzione cumulata della domanda di carburanti 2020 rispetto a quella 2019 è stata del 18%. Nonostante il divario tra la domanda 2020 e la domanda 2019 si sia ridotto a partire da maggio, i consumi di carburante hanno continuato a rimanere al di sotto di quelli del 2019, registrando sia a luglio che ad agosto consumi inferiori del 7% rispetto ai consumi nei corrispondenti mesi del 2019, riportando un sostanziale riallineamento solo a settembre.

FIGURA 1.3. CONSUMO MENSILE DI CARBURANTE PER I TRASPORTI (000/ton)



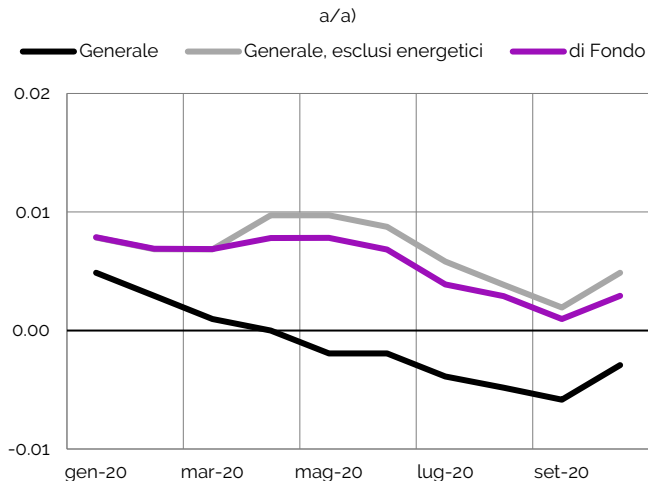
(*) Comprende il bioetanolo

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati preliminari MiSE

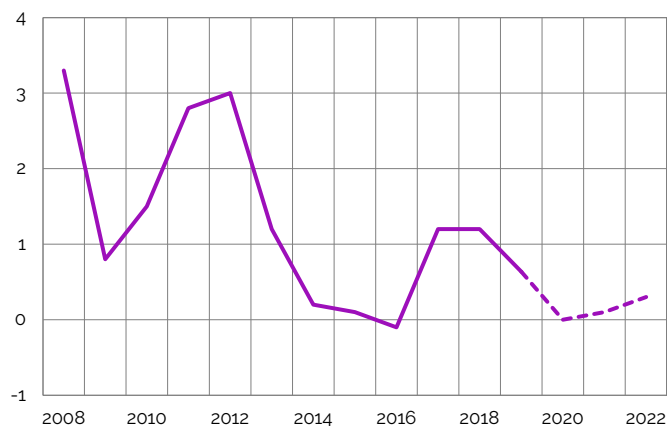
Sulla domanda di carburante nei mesi estivi hanno pesato la riduzione degli spostamenti turistici e il calo degli spostamenti per motivi di lavoro, con molte imprese che hanno continuato a favorire il lavoro in modalità remota. La ripresa dei prezzi delle materie prime e della domanda interna, seppur contenuta, giustifica le attese di un recupero dalla fase deflattiva già negli ultimi mesi del 2020. Questo porterebbe a una variazione media dei prezzi del 2020 rispetto al 2019 pressoché nulla, e a un'inflazione intorno allo 0.2% nel 2021. Tuttavia, le nuove misure contenitive comportano un significativo peggioramento del quadro, rendendo più verosimile che l'inflazione rimanga negativa nei restanti mesi del 2020. Ciò comporterebbe anche una revisione al ribasso delle attese per il 2021.

FIGURA 1.2. INFLAZIONE-INDICI A CONFRONTO (% a/a)



Fonte: ISTAT

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



Fonte: ISTATe previsioni REF-E (set 2020)

Le aspettative sulla ripresa. La debolezza della domanda, interna ed esterna, e degli investimenti, nonostante le misure di sostegno messe a disposizione fin da subito dal governo a favore di famiglie e imprese, continua a rappresentare un freno per la ripresa economica italiana. La domanda interna è infatti ancora limitata dal calo dei redditi disponibili delle famiglie. Molte imprese continuano a usufruire della cassa integrazione che, oltre a comportare la decurtazione degli stipendi per i dipendenti, in molti casi sta tardando ad arrivare. Gli interventi di politica fiscale hanno inoltre solo limitato la riduzione dei redditi dei lavoratori a cui non è stato rinnovato il contratto a termine in questi mesi. Agli effetti sulla domanda del calo dei redditi si aggiunga l'effetto del cambiamento delle abitudini dei consumatori e di una maggiore propensione al risparmio. La domanda estera, che si è quasi azzerata nel secondo trimestre (-91% rispetto al corrispondente trimestre nel 2019) è ancora fortemente influenzata dai rischi per la salute e dalla riduzione dei flussi turistici.

Le nuove restrizioni deteriorano ulteriormente la ripresa della domanda, sia interna che esterna. La chiusura temporanea di molte attività del settore terziario influisce infatti sul reddito delle famiglie con impieghi in quel settore, e il blocco completo degli spostamenti nelle regioni considerate maggiormente a rischio, riduce le occasioni di spesa per i consumatori. La nuova ondata della

pandemia ha coinvolto come l'Italia anche la maggior parte dei paesi europei. Oltre a sospendere i flussi turistici, questo ha chiaramente influito sulla domanda estera di beni italiani, visto che gli stessi effetti recessivi rilevati in Italia, stanno anche colpendo l'economia di alcuni dei suoi principali partner commerciali.

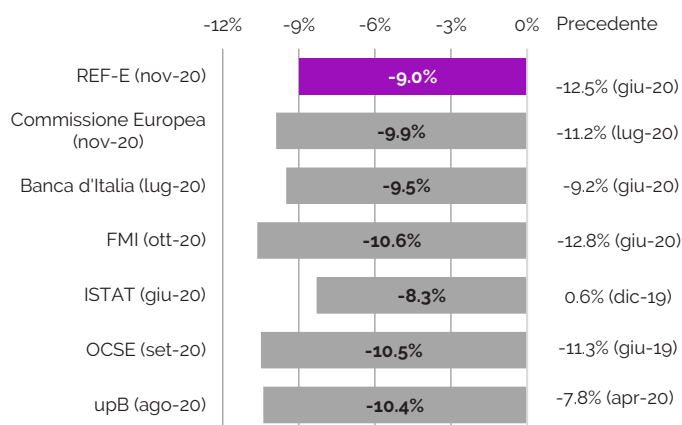
La ripresa degli investimenti rimane contenuta a causa dall'ancora alto livello di incertezza, giustificando le attese di una caduta annua degli investimenti tra il 15% e il 20% per il 2020. L'andamento della domanda e la necessità delle imprese di garantirsi la disponibilità di liquidità rappresentano tuttora dei fattori depressivi. Un rialzo sostanziale è previsto solo a partire dal 2021, sotto la spinta degli investimenti pubblici.

Questi fattori ci fanno attendere un **crollo del PIL nel 2020 tra l'8.8% e l'11%**, con un rimbalzo nel 2021 tra il 4.5% e il 6%, seguito da un ulteriore recupero nel 2022 tra il 2.5% e il 4.6%. Il recupero dei livelli pre-COVID non è comunque atteso prima del 2022-2023. Gli sviluppi delle ultime settimane incrementano il rischio che si realizzino condizioni più vicine al limite inferiore del nostro *range* di previsione, almeno per il 2020 e per il 2021.

La forte contrazione del PIL prevista per quest'anno combinata all'incremento della spesa pubblica, per il finanziamento delle misure straordinarie per il sostegno delle famiglie e delle imprese durante il *lockdown* e in parte tuttora protratte, potrebbero portare il livello del rapporto debito/PIL oltre il 160%, dal 134.8% del 2019, secondo le previsioni di luglio dell'Ufficio Parlamentare di Bilancio (UpB). Sebbene questo aumento non comporti sanzioni da parte dell'Europa in seguito alla rimozione temporanea dei vincoli di rientro, le spese dell'Italia devono essere valutate in merito al loro effetto sulla sostenibilità del debito, con la consapevolezza che dei piani di rientro dovranno comunque essere programmati nel prossimo futuro.

Le modalità e le tempistiche dell'impiego degli ingenti fondi messi a disposizione dall'Unione Europea determineranno la velocità e l'intensità

FIGURA 1.5. STIME DI CRESCITA DEL PIL ITALIANO NEL 2020
(% a/a)

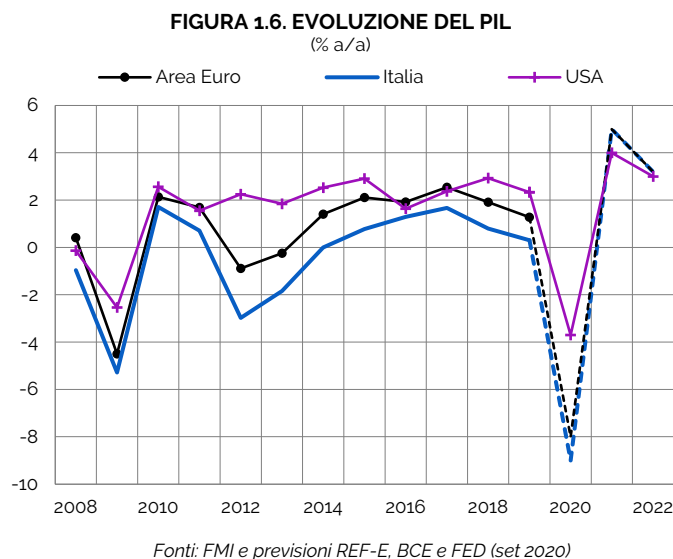


Fonte: elaborazioni REF-E

della ripresa dell'economia italiana e della capacità di rientro dal debito. I fondi europei per l'Italia, inclusi nel programma *Recovery and Resilience facility*, nel bilancio pluriennale e nelle altre iniziative europee (SURE, MES e BEI), ammontano a circa 400 miliardi di euro, pari al 22% del PIL del 2019, e sono suddivisi tra prestiti e trasferimenti. Una programmazione efficace dell'utilizzo di tutti questi fondi permetterebbe all'Italia di sviluppare un percorso di crescita sostenibile, guidata dai principi europei, che potrebbe portare già nel medio termine all'uscita dal circolo vizioso (alto debito, bassa crescita, alti tassi e bassi livelli di inflazione) alla base della stagnazione che ha caratterizzato l'economia italiana nell'ultimo ventennio, senza però causare un incremento delle emissioni¹.

IL CONTESTO INTERNAZIONALE

La politica monetaria europea. Nel 2020, la Banca Centrale Europea (BCE) ha messo in atto una politica monetaria fortemente espansiva, incrementando l'acquisto di titoli pubblici e privati, mantenendo i tassi di interesse bassi e implementando misure volte a facilitare l'accesso al credito e a sostenere la liquidità delle imprese. Il Programma di Acquisto di Attività (PAA) per 20 miliardi di euro al mese, già attivo prima dell'arrivo della pandemia, è stato prima integrato con una dotazione temporanea aggiuntiva di 120 miliardi di euro per gli acquisti nel 2020, e poi con il programma di acquisto per l'emergenza pandemica (PEPP o *Pandemic Emergency Purchase Programme*), che ha messo a disposizione 1,350 miliardi di euro per l'acquisto di titoli fino a metà 2021 e il capitale guadagnato dal programma per l'ulteriore acquisto di titoli fino alla fine del 2022, con l'obiettivo di mitigare l'effetto deflattivo della pandemia rilevato nelle previsioni dello scorso giugno, mantenendo i tassi bassi. Francoforte non intende comunque rialzare i tassi, e porre fine al PAA, fino a quando le prospettive di inflazione non convergeranno all'obiettivo di medio termine di poco inferiore del 2%. Non si attende



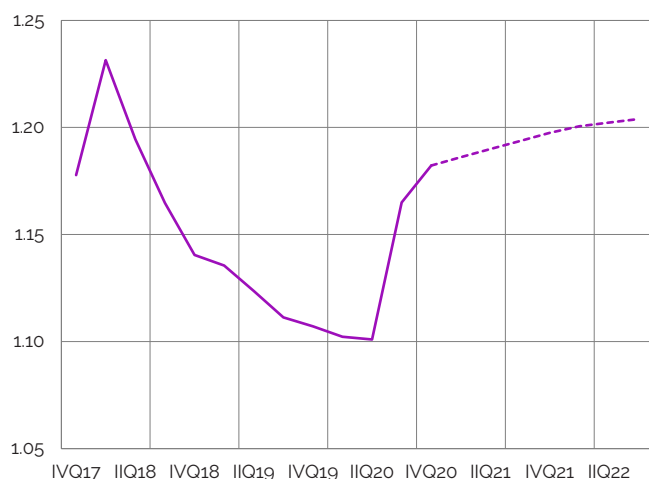
quindi una ripresa dei tassi nel prossimo orizzonte. Anche i differenziali di rendimento dei titoli sovrani europei hanno subito una contrazione negli ultimi mesi, contestualmente al calo dei rendimenti dei titoli di Stato decennali dell'eurozona, su cui hanno contribuito le combinazioni di politiche monetario e di bilancio a livello europeo e dei singoli Paesi.

Il tasso di cambio. A partire da maggio 2020, l'euro ha iniziato ad apprezzarsi rispetto al dollaro invertendo la tendenza ribassista in atto da inizio 2018. Il tasso di cambio €/€ è quindi tornato su un valore medio mensile di 1.18 \$/€ ad agosto, visto l'ultima volta a maggio 2018. Il movimento del tasso di cambio è risultato dalla combinazione dell'indebolimento indotto sul dollaro dalla politica monetaria della *Federal Reserve* (FED) fortemente espansiva (storica la rimozione vincolo annuale sull'inflazione al 2% a favore di un *target* medio al 2% nel lungo termine) con l'impatto positivo sulle aspettative di ripresa dell'Eurozona indotto dall'approvazione del pacchetto di aiuti incluso nel piano *Next Generation EU*. L'andamento sfavorevole della pandemia negli Stati Uniti sta inoltre contribuendo ad alimentare il recupero del cambio.

Le previsioni di settembre della FED sull'andamento del PIL USA sono abbastanza ottimistiche, ipotizzando una contrazione limitata al 3,7% rispetto al 2019, mentre le stime della BCE

¹ REF-E in collaborazione con la *European Climate Foundation*: "Una ricetta verde per una strategia di sviluppo", in Ossigeno per la crescita, Settembre 2020.

FIGURA 1.7. EUR/USD: STORICO E PREVISIONE



Fonte: Reuters

per l'area euro riportano invece un -8% per il PIL 2020 rispetto al 2019. Tali previsioni includono i dati del secondo trimestre 2020, che hanno riportato una contrazione congiunturale del PIL negli Stati Uniti pari al 9.1%, più contenuta rispetto a quella del 11.8% dell'area euro. L'impatto della pandemia sull'economia americana è stato apparentemente mitigato da un minore ricorso alle misure di contenimento. Questo approccio ha tuttavia avuto ripercussioni negative sulla diffusione del virus e potenzialmente sui tempi di uscita dall'emergenza. La politica fiscale USA per il sostegno di imprese e famiglie include sussidi per la disoccupazione, tagli temporanei della tassazione e prestiti alle imprese per la conservazione di posizioni lavorative a rischio. Queste misure sono state efficaci nel contenere gli effetti negativi immediati della pandemia sull'economia, ma la mancanza di un piano di investimenti per la ripresa di lungo termine, come *Next Generation EU*, potrebbe limitare le opportunità di crescita rispetto a quella europea nel medio periodo.

A oggi, le stime di crescita per il breve termine prevedono un rialzo annuale del PIL americano del 4% nel 2021 e del 3% nel 2022 (stime FED, settembre 2020), e un rimbalzo del PIL dell'Eurozona del 5% nel 2021, rispetto al 2020, e di un'ulteriore crescita annuale 3.2% nel 2022 (stime BCE, settembre 2020). Dopo la vittoria di Biden, sulle stime di ripresa americana pesa ancora l'incertezza sulla maggioranza in senato, senza la quale il rischio di ingovernabilità sarebbe molto alto.

La non accettazione da parte di Trump della vittoria democratica potrebbe inoltre causare tensioni sociali anche significative.

Dal governo democratico ci si aspetta un maggiore impiego della spesa pubblica per guidare la ripresa, finanziata da un incremento della tassazione e dal mantenimento di bassi tassi di interesse, oltre a una distensione dei rapporti commerciali con la Cina, mentre esiste il rischio di un deterioramento di quelli con la Russia. La politica monetaria della FED potrebbe inoltre avere più margine per mettere in atto una politica monetaria espansiva.

Per il momento le prospettive sull'andamento economico americano non permettono di identificare fattori che suggeriscano una ripresa strutturale più stabile di quella europea che dovrebbe invece essere sostenuta dall'effetto dei fondi e degli strumenti messi a disposizione dall'Unione Europea per favorire investimenti e crescita.

L'aspettativa si conferma quindi quella di una progressiva ripresa del cambio €/€.



02

Commodities

IL MERCATO INTERNAZIONALE DEI COMBUSTIBILI

Dopo il generalizzato ribasso dei prezzi delle materie prime, ci aspettiamo che la ripresa dell'economia mondiale permetta alle quotazioni di muoversi su un percorso di graduale recupero a partire dal 2021.

Il prezzo medio del Brent tra gennaio a ottobre 2020 è stato in media il 35% inferiore a quello del 2019, con lo scostamento massimo registrato ad aprile.

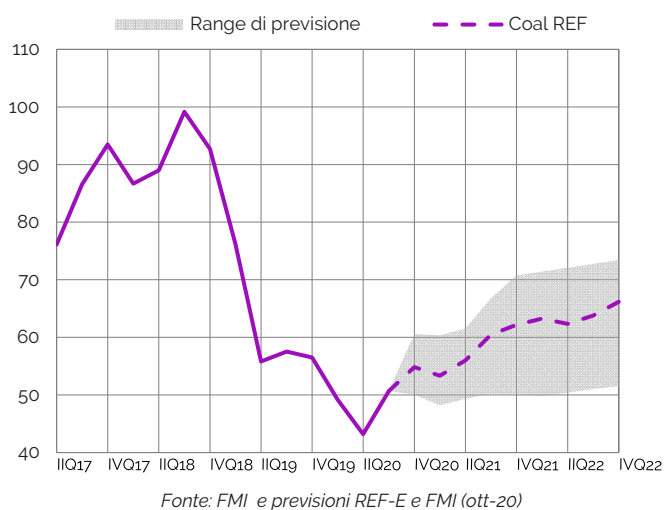
Il prezzo medio del Brent nel 2020 si consuntiverà nell'intorno dei 40 \$/bbl per poi riprendere gradualmente verso un prezzo medio prossimo a 45 \$/bbl nel 2022.

L'ampiezza del *range* di previsione nel 2021 (già superiore a 20 \$/bbl) rispecchia l'incertezza circa l'evoluzione del quadro macroeconomico mondiale.

Una ripresa veloce, con la normalizzazione delle attività e degli spostamenti potrebbe infatti comportare un'accelerazione del percorso di recupero dei prezzi, mentre nuove ondate di contagi e restrizioni impatterebbero significativamente sull'economia imponendo una revisione al ribasso delle prospettive di ripresa della crescita e dei consumi, mettendo a rischio il recupero dei prezzi.

L'attesa ripresa del mercato mondiale del **carbone** è supportata dalla domanda cinese.

FIGURA 2.2. CARBONE: STORICO E PREVISIONE (\$/ton)



Le quotazioni API2 (riferimento per il mercato del carbone europeo) si consuntiveranno in area 50 \$/ton nel 2020, su una traiettoria di recupero verso un prezzo medio nel 2022 di poco inferiore ai 65 \$/ton.

I prezzi GNL hanno subito tra aprile e maggio il ribasso più significativo. Il mercato ha recuperato terreno a seguito delle interruzioni alla produzione per i danni causati dagli uragani che hanno colpito gli Stati Uniti a fine agosto (quando la chiusura di alcuni importanti impianti di liquefazione tra cui *Sabine Pass* e *Cameron LNG* ha ridotto la capacità di liquefazione statunitense di oltre il 50%).

Nel brevissimo termine sul mercato del GNL è inoltre venuta a mancare parte della produzione australiana a causa di ritardi nei lavori di manutenzione a impianti strategici come il *Gorgon*

FIGURA 2.1. BRENT: STORICO E PREVISIONE (\$/bbl)

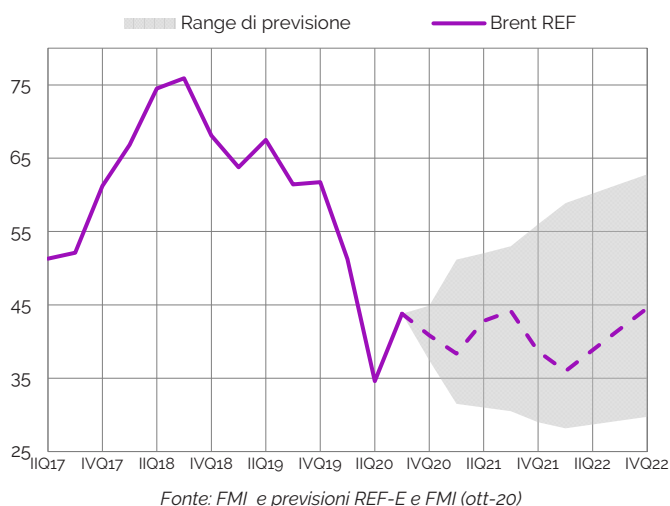
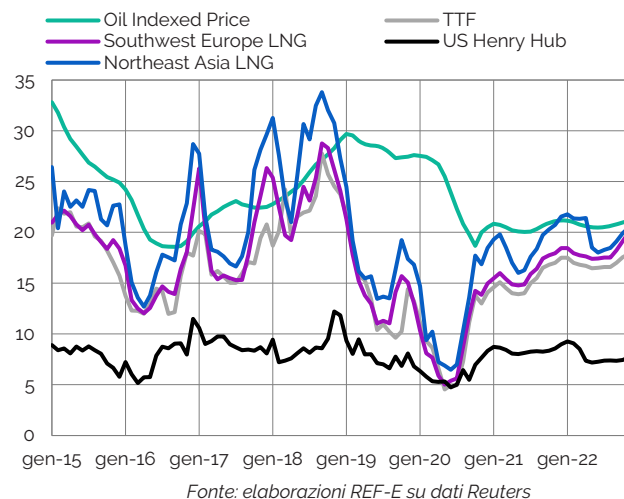


FIGURA 2.3. PREZZI HUB - GNL/OIL INDEX LT (€/MWh)



LNG (il secondo più grande del paese dopo il *North West Shelf*) il cui Treno 1 è ancora fuori uso e della chiusura dell'impianto *floating* di Shell, il *Prelude*, colpito da un guasto elettrico e che si prevede non possa tornare operativo prima di inizio 2021.

L'aspettativa è che i prezzi del GNL continuino a recuperare terreno nel 2021 e 2022 trainati dalla combinazione della ripresa della domanda, soprattutto asiatica, con un rallentamento della crescita dell'offerta, sostenendo anche le quotazioni del gas europeo.

Il prezzo del gas al **TTF** nel 2020 si consuntiverà nell'intorno dei 9 €/MWh, oltre il 30% al di sotto del riferimento 2019. Per il 2021 ci aspettiamo tuttavia un recupero verso i 15 €/MWh, seguito da un ulteriore rialzo nel 2022, quando il riferimento medio si attesterà poco oltre i 17 €/MWh.

Il prezzo medio 2020 al **PSV** si attesterà poco oltre 10 €/MWh, perdendo il 35% rispetto al 2019, per tornare in prossimità di 17 €/MWh già nel 2021. L'entrata del *TAP* comprimerà lo *spread* PSV-TTF progressivamente nel corso del 2021 (il valore atteso è al di sotto di 1.5 €/MWh) e del 2022.

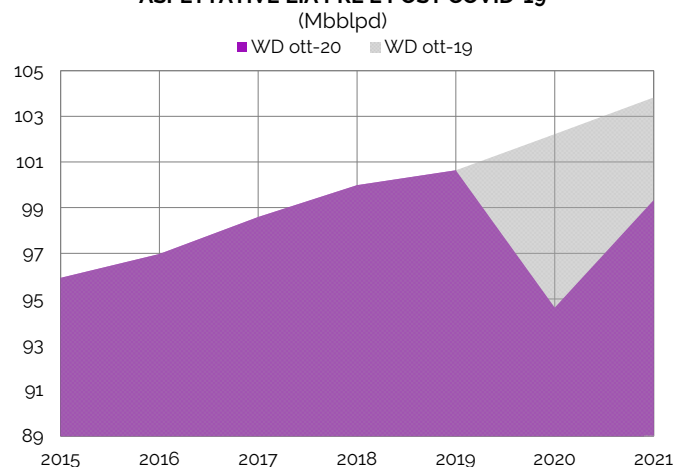
Il mercato domestico del gas, storicamente a premio rispetto a quello europeo, nel mese di ottobre è sceso al di sotto del TTF, come conseguenza dell'effetto combinato di un aumento della domanda europea legato alla riduzione della produzione nucleare francese e di una riduzione dei flussi dalla Norvegia. La recente evoluzione è

determinata da fattori non strutturali ed è destinata a esaurirsi riportando lo *spread* in territorio positivo. La dinamica è tuttavia esemplificativa di cambiamenti che dovrebbe portare nel mercato l'apertura di nuove vie di trasporto quali il *TAP* e il *Nord Stream 2*.

LA DOMANDA

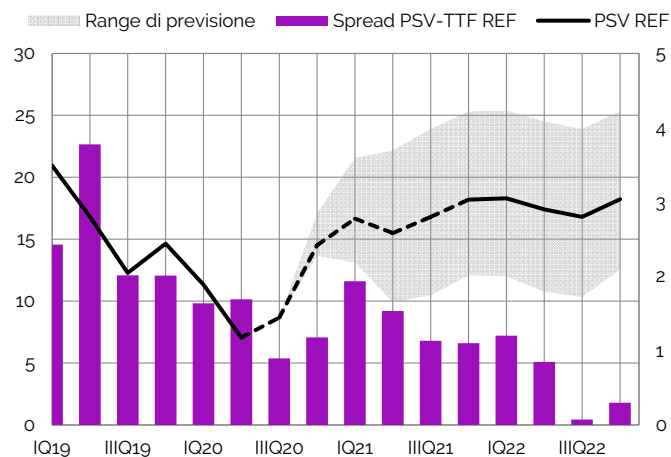
La forte contrazione della domanda nella prima parte dell'anno e la successiva graduale ripresa portano a una riduzione complessiva stimata nel 2020 del 6% per il petrolio (da 100.6 a 94.6 milioni di barili al giorno), e del 7% per il carbone. La crescita della domanda mondiale di GNL ha subito un significativo rallentamento passando dall'11% del 2019 al 3% di quest'anno. Le previsioni sull'andamento della domanda nel 2022 e 2023 sono state a loro volta riviste al ribasso.

FIGURA 2.5. DOMANDA MONDIALE DI PETROLIO - ASPETTATIVE EIA PRE E POST COVID-19



Fonte: elaborazioni REF-E su dati EIA

FIGURA 2.4 PREZZI GAS NATURALE SUL PSV: RANGE E SPREAD AL TTF (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

La forte riduzione del traffico aereo ha avuto un impatto molto significativo sulla domanda di petrolio e nelle valutazioni di ripresa sarà necessario tenere conto oltre che delle tempistiche di contenimento della pandemia, anche del fatto che i cambiamenti nelle abitudini dei viaggiatori e nei modelli di *business* potrebbero consolidarsi, riducendo gli spostamenti e i consumi in modo strutturale. Per il 2021 è previsto un recupero della domanda mondiale del 5% che non riuscirà comunque ancora a riportarla sui livelli del 2019.

FIGURA 2.6. DOMANDA MONDIALE DI CARBONE
(Mtce)

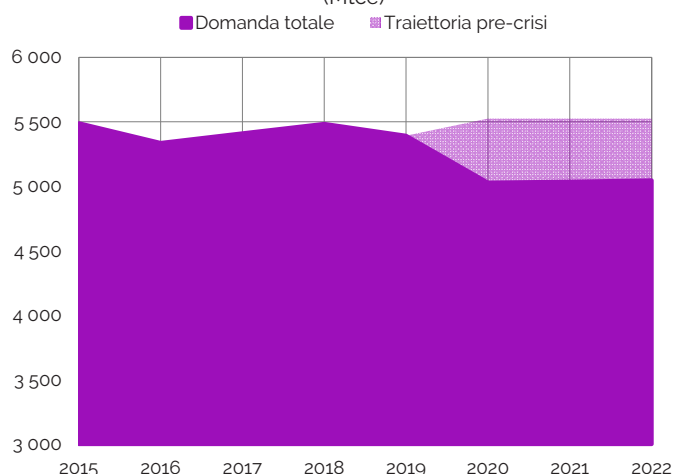
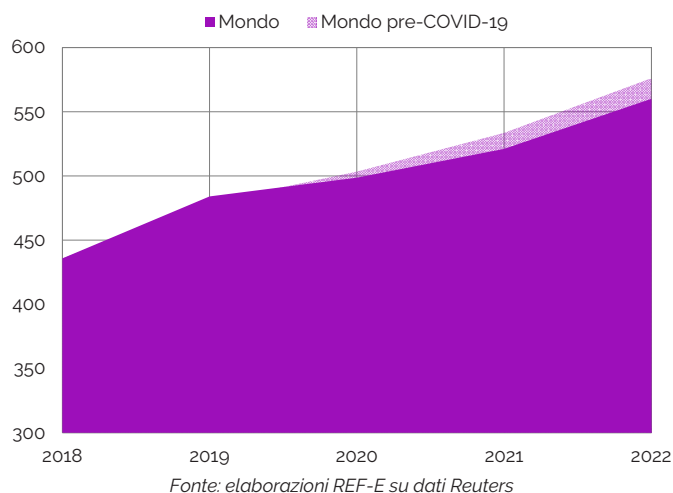


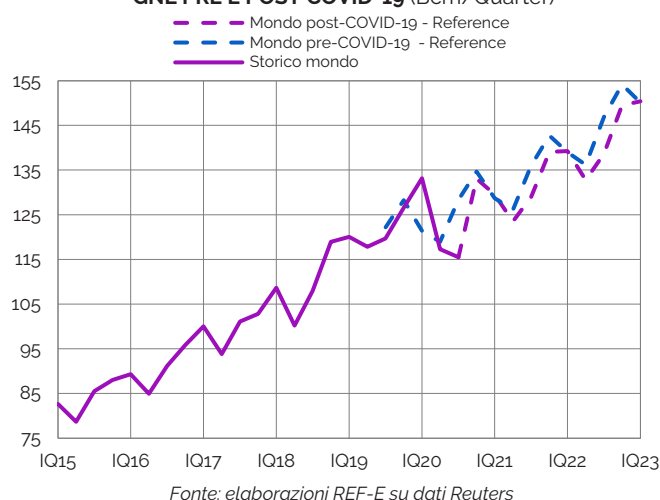
FIGURA 2.7. PROIEZIONI DOMANDA MONDIALE DI GNL
(Bcm)



La previsione della crescita della domanda mondiale di carbone nel medio termine è stata rivista del 9% al ribasso rispetto agli scenari pre-COVID-19, mantenendo come base le politiche energetiche in essere.

Il ritorno della domanda mondiale di GNL a un tasso di crescita vicino a quello previsto prima del COVID-19 si potrebbe vedere già nel 2022, senza che questo, tuttavia, riesca ancora a riportare il livello assoluto della domanda annuale sui livelli attesi prima del COVID-19. I livelli della domanda mondiale attesi nei mesi invernali, dipendenti più dal fattore climatico che da quello economico, non sono tuttavia di molto inferiori a quelli previsti prima della pandemia.

FIGURA 2.8. PROIEZIONI DOMANDA MONDIALE DI GNL PRE E POST COVID-19
(Bcm/Quarter)



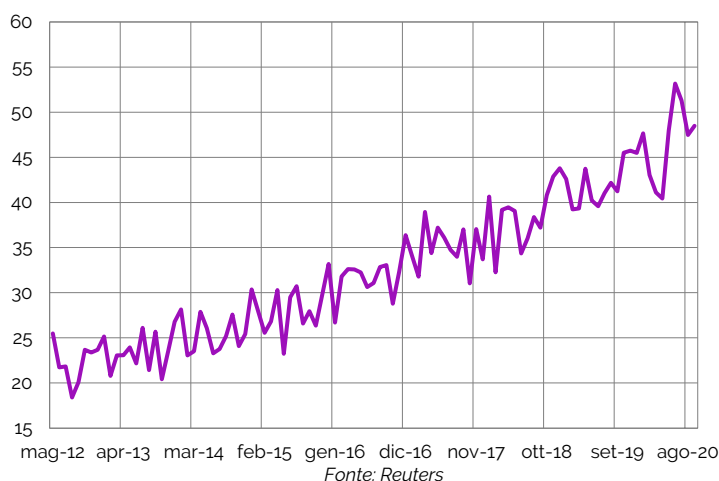
IL RUOLO DELLA CINA NELLA RIPRESA DELLA DOMANDA DI COMBUSTIBILI FOSSILI

La crescita delle economie asiatiche, tra cui spicca la Cina, e le relative politiche energetiche hanno un ruolo chiave nel delineare la possibile evoluzione dei mercati internazionali dei combustibili dopo il COVID-19. Nonostante le difficoltà nel contenimento dell'epidemia, che stanno avendo Europa e Stati Uniti, comportino un probabile peggioramento delle prospettive in queste aree, quindi il rischio di una domanda ancora relativamente depressa nella prima parte del 2021, i dati recenti relativi alla Cina sono in graduale miglioramento e segnalano che l'economia potrebbe già essere su un percorso di ripresa stabile. Il piano economico cinese per i prossimi cinque anni, che verrà approvato dal Congresso il prossimo marzo, sarà in questo senso una determinante chiave. La Cina rimane il secondo più grande consumatore di petrolio al mondo e il maggiore importatore. Il 2020 ha visto un azzeramento della crescita, ma nel 2021 è previsto un aumento dell'8% (da 14 a 15 milioni di barili/giorno), con il peso sulla domanda mondiale che dovrebbe quindi passare da un valore pre-COVID del 14% al 15% e che è destinato ad aumentare. Il tasso di crescita atteso nel periodo 2020-2030 resta inalterato nell'intorno dei 3-4 milioni di barili/giorno. L'impatto negativo sulla domanda di alcuni cambiamenti nella mobilità (come l'incremento del trasporto merci per via ferroviaria a discapito di quello su strada e aereo) e dagli obiettivi di elettrificazione, portati dalla pandemia e da un maggiore impegno del governo sulle politiche ambientali, viene compensato dalla contestuale spinta della politica economica alla liberalizzazione del settore energetico e al conseguente potenziamento della capacità di raffinazione e del petrolchimico. La domanda cinese di petrolio è quindi attesa ancora in crescita sia nel breve che nel medio termine. Il nuovo piano quinquennale si muove nella direzione annunciata dal presidente Xi Jinping alle Nazioni Unite lo scorso settembre della neutralità climatica entro il 2060, con forti incentivi allo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica e con uno sforzo significativo nella direzione della riduzione dell'intensità

energetica dell'economia. Questo potrebbe portare a un consumo di energia nel 2025 inferiore a quello attuale, nonostante la forte espansione attesa dell'economia, e a un conseguente rallentamento della crescita della domanda di combustibili fossili. Le attese sulla domanda di carbone sono per una sostanziale stabilizzazione sui livelli del 2019 e una leggera crescita non può essere esclusa. L'attendibilità e la praticabilità degli obiettivi climatici del governo cinese sono infatti ancora da verificare, soprattutto nel breve termine, con la necessità del rilancio economico attraverso il sostegno a potere d'acquisto e consumi che resta una priorità. Il

settore del carbone costituisce ancora un significativo fattore di sostegno per due dei sei punti chiave su cui si base il piano di ripresa, ossia occupazione e autonomia degli approvvigionamenti di energia. Una riduzione significativa dei consumi di carbone appare, quindi, in conflitto con gli obiettivi del piano di ripresa ed è plausibile aspettarsi che non si verifichi nel breve termine. La revisione al ribasso lo scorso febbraio della valutazione del rischio di eccesso di capacità per la produzione elettrica a carbone, che ha di fatto aperto allo sviluppo di nuove centrali tra il 2021 e il 2023, avvalorava questa ipotesi.

FIGURA 1. CINA: DOMANDA DI PETROLIO (Mt)



LA DOMANDA DI GAS IN EUROPA E IN ITALIA

Dopo la contrazione registrata nell'anno termico 2019-2020 (-5% rispetto all'AT 2018-2019), per la domanda europea è attesa una normalizzazione a partire dall'AT 2020-2021 con un recupero del 4.1%, seguito da un ulteriore +2.4 nell'AT 2021-2022.

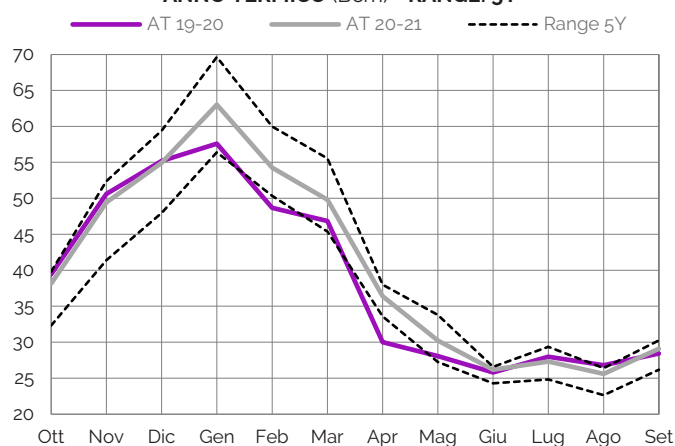
La contrazione dei consumi di gas in Italia è stata superiore a quella europea, con un inverno più caldo della norma e il primo *lockdown* tra marzo e maggio che ha colpito in maniera particolarmente significativa la nostra economia.

L'AT 2019-2020 ha visto una riduzione della domanda superiore al 7%.

Sotto l'ipotesi di temperature invernali nella norma e di una ripresa dell'economia, per l'AT 2020-2021 è atteso un recupero dei consumi nell'ordine del 5% e del 2% nel 2021-2022.

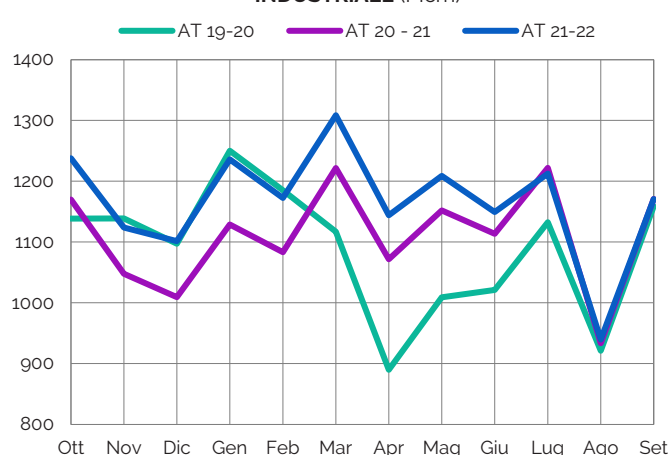
In Italia come nel resto d'Europa, la permanenza di condizioni economiche favorevoli allo *switch* dalla produzione termoelettrica a carbone a quella a gas continua a sostenere la domanda di gas naturale.

FIGURA 2.9. CONSUMI DI GAS IN EUROPA PER ANNO TERMICO (Bcm) - RANGE: 5Y



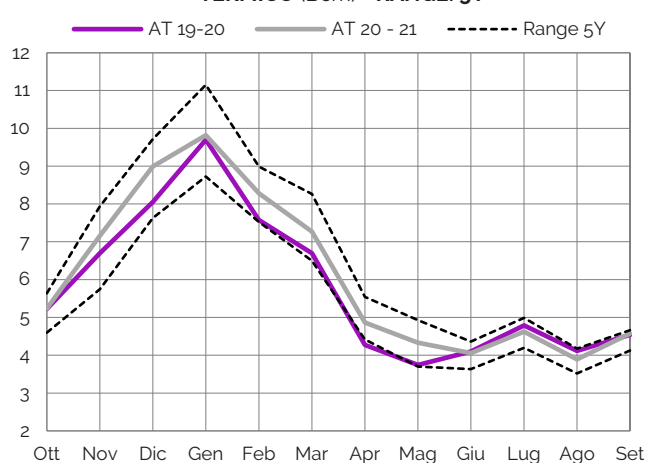
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Jodigas e Snam

FIGURA 2.11. DOMANDA GAS ITALIA: CONSUMO INDUSTRIALE (Mcm)



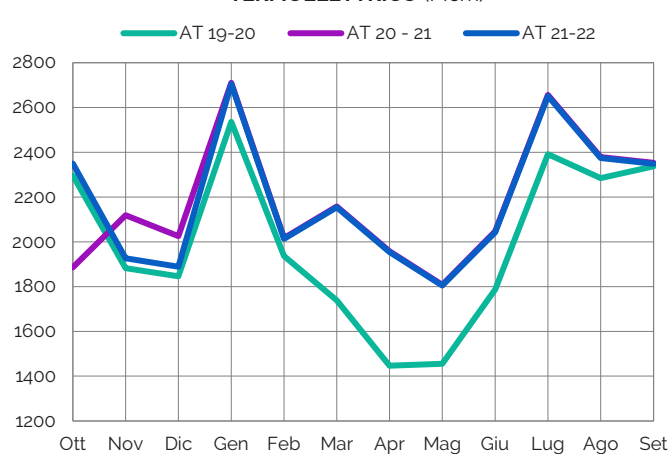
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Snam

FIGURA 2.10. CONSUMI DI GAS IN ITALIA PER ANNO TERMICO (Bcm) - RANGE: 5Y



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Jodigas e Snam

FIGURA 2.12. DOMANDA GAS ITALIA: CONSUMO TERMOELETTRICO (Mcm)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Snam

IL RALLENTAMENTO DELLA CRESCITA DELL'OFFERTA: MERCATO PETROLIFERO E GNL

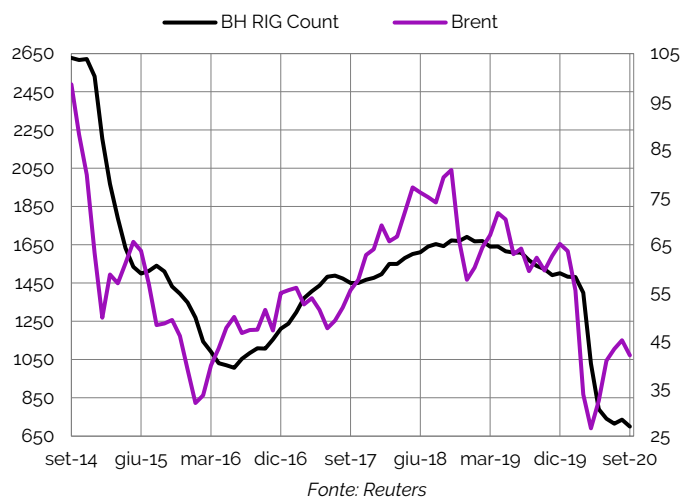
La discesa dei prezzi, riducendo la remunerazione dei produttori, si riverbera in modo negativo sull'offerta sia nel breve che nel medio termine attraverso:

- la compressione del margine sui costi variabili, con la possibile conseguente scelta di ridurre l'*output*
- possibili riduzioni della liquidità e conseguenti difficoltà nel sostenere gli oneri per le manutenzioni, quindi, in caso di posticipazione, un aumento del rischio di interruzioni anche prolungate
- ritardo nella messa in opera e nelle decisioni di investimento in nuova capacità produttiva.

Il mercato petrolifero. L'andamento del *RIG Count* internazionale di *Backer Hugh* (una delle più grandi compagnie di servizi per il settore petrolifero e quello del gas operante in 90 nazioni), un censimento effettuato su base mensile degli impianti di perforazione attivi a scopo esplorativo, conferma il ruolo del prezzo nella determinazione della crescita dell'offerta. La significativa correlazione del numero di *RIG* attivi con il prezzo del petrolio (prossima al 75% nel periodo compreso tra gennaio 2014 e ottobre 2020) dimostra infatti come una discesa eccessiva delle quotazioni, e in particolar modo una loro stabilizzazione su livelli bassi, riduca il potenziale di crescita dell'offerta. Le inversioni di tendenza nel numero delle esplorazioni tendono inoltre a subire un ritardo medio di circa sei mesi rispetto a quelle del prezzo, enfatizzando il rischio che nel medio termine il ritardo nella crescita dell'offerta, rispetto alla domanda, generi tensione sui prezzi.

Prezzi eccessivamente bassi hanno inoltre l'effetto di incentivare l'aggregazione dei produttori e la creazione di cartelli, come dimostrano la ricomposizione dell'OPEC Plus (organizzazione intergovernativa composta dai tredici Paesi

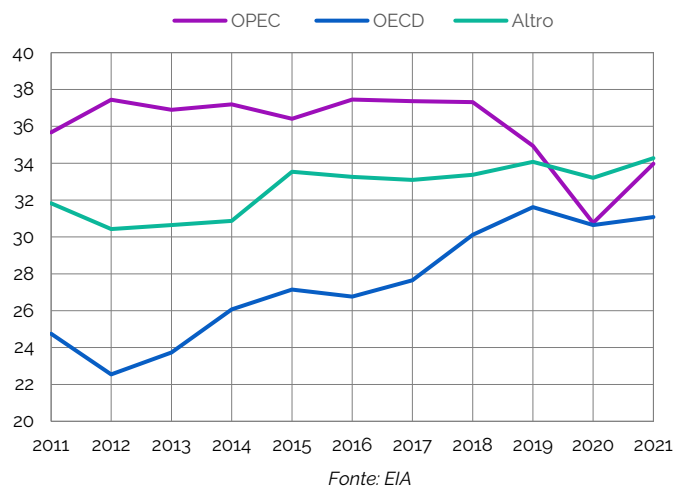
FIGURA 2.13. BACKER HUGH RIG COUNT - BRENT (\$/bbl)



esportatori di petrolio che fanno parte del cartello originario fondato nel 1960 e da paesi esterni all'OPEC tra cui la Russia) di questa primavera (l'accordo sulle quote ha portato a una riduzione dell'*output* del cartello nel 2020 pari al 12% rispetto al 2019, per una contrazione della produzione mondiale del 6%) e il recente rafforzamento della cooperazione tra OPEC e GECF (*Gas Exporting Countries Forum*, aggregazione di paesi esportatori di gas naturale, fondata nel 2008, sulle orme dell'OPEC) con l'obiettivo di individuare politiche che assicurino la sicurezza della domanda e dell'offerta nei rispettivi mercati di riferimento.

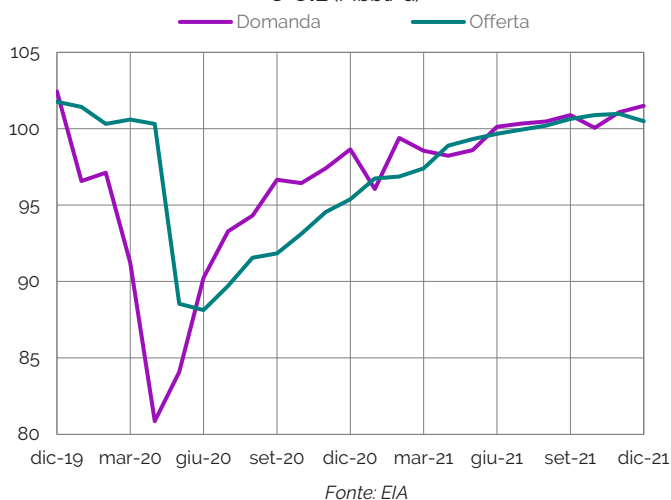
La combinazione dei tagli alla produzione, con la fisiologica uscita dal mercato dei piccoli produttori statunitensi determinata dalla compressione dei margini di profitto e con il rallentamento dell'attività

FIGURA 2.14. OFFERTA MONDIALE DI C-OIL (MbbL/d)



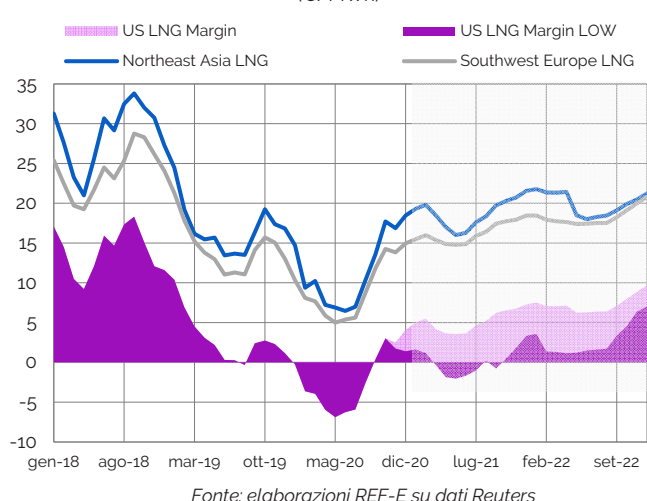
di esplorazione (quindi dell'ingresso di nuova capacità) dovrebbe permettere un bilanciamento del mercato e, con la ripresa della domanda, un recupero graduale dei prezzi.

FIGURA 2.15. DOMANDA E OFFERTA MONDIALE DI C-OIL (Mbbbl/d)



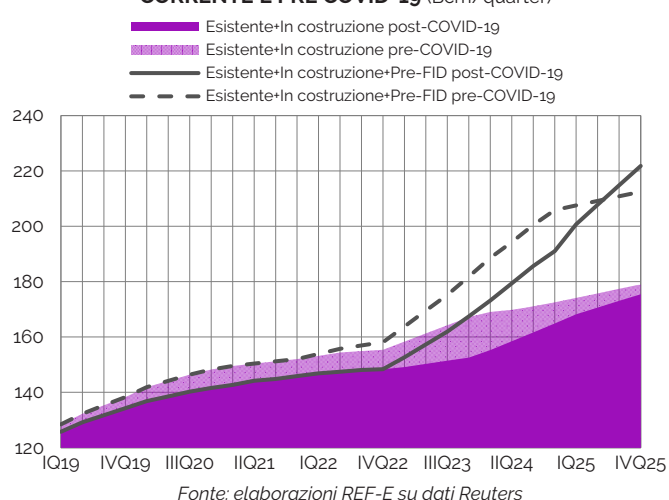
Il mercato del GNL. La remunerazione dei produttori di GNL (nel grafico è stata calcolata quella dei produttori statunitensi sottraendo i costi di trasporto dai prezzi di riferimento per il sud-ovest Europa e il nord-est Asia) è stata negativa tra gennaio e settembre, in concomitanza con la forte flessione dei prezzi, ed è vista in ripresa stabile soltanto a partire dalla fine dell'anno prossimo, con il rischio di un ritorno in territorio negativo la prossima primavera. L'impatto sulle decisioni di investimento è già evidente.

FIGURA 2.16. REMUNERAZIONE DEI PRODUTTORI USA (€/MWh)



Le attese per l'ingresso di nuova capacità di liquefazione (che comprende sia impianti già in costruzione che devono essere terminati che nuovi progetti) si sono molto ridimensionate rispetto allo scenario pre-COVID-19, con una riduzione dei nuovi volumi potenziali di 15 Bcm nel 2021 e di oltre 16 Bcm nel 2022. La crescita della capacità di liquefazione globale nel 2020 è stata inoltre inferiore ai 30 Bcm, pari circa al 5%, in rallentamento rispetto alla crescita del 2019 che era stata prossima al 10%.

FIGURA 2.17. CAPACITÀ CUMULATA: SCENARIO CORRENTE E PRE COVID-19 (Bcm/quarter)



In Australia, le decisioni finali di investimento sui progetti di espansione degli impianti di *Pluto LNG* (Scarborough), *North West Shelf* (Browse) e *Darwin LNG* (Barossa), inizialmente attese entro il 2020, sono state rimandate oltre la seconda metà del 2021. Ancora più critico è il quadro negli Stati Uniti, con oltre 150 Bcm di capacità la cui FID era prevista per il 2020 e che è stata rimandata almeno al prossimo anno tra cui quella per i nuovi impianti di *Delfin FLNG*, *Goldboro LNG* e *Bearhead LNG* (in Canada). Nonostante ciò, le esportazioni di GNL statunitensi potrebbero comunque aumentare durante i prossimi mesi invernali grazie all'inizio delle attività commerciali dei terminali di *Freeport LNG* (Treno 3), *Elba Island* (Treni 7 e 10) e *Cameron LNG* (Treno 2) per una capacità complessiva di oltre 13 Bcm annui. In base alle più recenti notizie disponibili, l'unico impianto che potrebbe riuscire ad ottenere una FID entro la fine del 2020 sarebbe *Energia Costa Azul*, in Messico, per il quale il rilascio

TABELLA 2.1. PROGETTI DI LIQUEFAZIONE IN ATTESA DI FID

Paese	Impianto	Arrivo previsto della FID	Entrata in esercizio	Capacità (Bcm/a)
Australia	Pluto LNG (Scarborough) T2	2021	2025	6.1
Australia	NW Shelf (Browse)	2021	2027	13.5
Australia	Darwin LNG (Barossa) T2	2021	2023	8.5
Cameroon	Cameroon FLNG II (Expansion)	Non definito	2026	1.4
Canada	Bear Head LNG T1	2021	2023	2.7
Canada	Woodfibre LNG	2021	2025	2.8
Canada	Goldboro LNG	2021	2025	13.5
Messico	Energia Costa Azul	2020	2023	8.4
Mozambico	Rovuma LNG T1-T2	2021	2025	20.5
Papua Nuova Guinea	PNG LNG T3-T5	Non definito	2026	12.2
Qatar	North Field Expansion T1-T4	2021	2025	44.6
Russia	Baltic LNG T1 -T2	Non definito	2025	13.5
Russia	Obssky LNG T1	2021	2024	6.8
USA	Texas LNG Brownsville T1	2021	2024	2.7
USA	Texas LNG Brownsville T2	2021	2025	2.7
USA	Rio Grande T1-T5	2021	2023	36.5
USA	Port Arthur LNG T1-T2	2021	2024	14.9
USA	Plaquemines LNG Phase1	2021	2023	13.5
USA	Plaquemines LNG Phase2	Non definito	2026	13.5
USA	Magnolia LNG	Non definito	2026	11.9
USA	Lake Charles	2021	2025	20.3
USA	Freeport LNG T4	2021	2026	6.9
USA	Driftwood LNG T1-T2	2021	2024	22.4
USA	Driftwood LNG T3-T5	Non definito	2026	14.9
USA	Delfin FLNG	2021	2024	17.6
USA	Cameron LNG T4-T5	2021	2026	10.8
USA	Annova LNG T1-T6	Non definito	2025	8.1
USA	Alaska LNG T1-T3	2021	2025	27.0
Totale				378.2

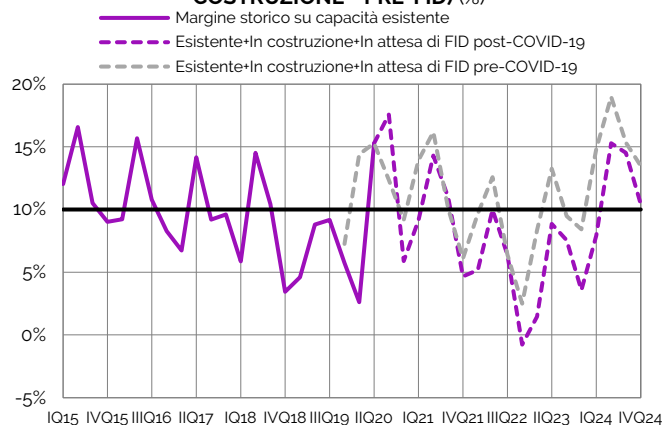
Fonte: elaborazioni REF-E

del permesso di esportazione da parte del governo sarebbe atteso a breve. La *facility* di *Sempra Energy* di circa 6 Bcm di capacità annua potrebbe aumentare la competizione tra gli esportatori della costa del Golfo per il mercato asiatico.

Fa eccezione la Russia, dove fatta salva la temporanea sospensione del progetto di espansione dell'impianto di *Sahkalin II* (Treno 3), le decisioni di investimento e la messa in opera di piani per l'aumento della produzione di GNL non stanno subendo ritardi. L'espansione del progetto *Yamal* (Treno 4) è quasi ultimata e l'operatività è prevista nei primi mesi del 2021 e l'entrata in servizio del mega progetto di *Novatek*, l'*Arctic LNG 2*, con una capacità totale di liquefazione di circa 27 Bcm è confermata nel 2023. Con l'approvazione della *Arctic Strategy* il 26 ottobre scorso, il Presidente Vladimir Putin ha inoltre stabilito un obiettivo al 2035 per il trasporto lungo la rotta artica di 90 milioni di tonnellate all'anno (nel 2019 sono stati trasportati 31.5 milioni tonnellate). L'innalzamento delle temperature

legato al cambiamento climatico ha infatti aperto la rotta del Mare del Nord, corsia preferenziale per le esportazioni verso l'Asia con costi di trasporto competitivi e tempi ridotti, anche nei mesi freddi, in cui le condizioni dei ghiacciai non avrebbero permesso il passaggio. Importanti investimenti, saranno infine destinati alla costruzione di nuove flotte rompighiaccio.

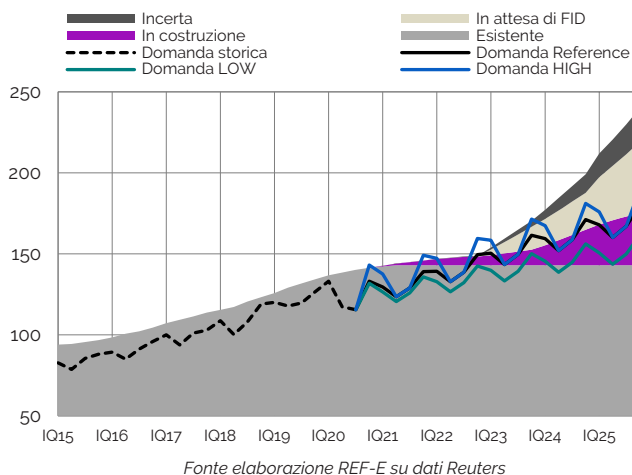
FIGURA 2.18. SCENARIO REFERENCE: MARGINE DOMANDA-CAPACITÀ (ESISTENTE + IN COSTRUZIONE + PRE-FID) (%)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

La combinazione del rallentamento della crescita dell'offerta con la ripresa della richiesta, porta ad una compressione del margine tra la capacità di liquefazione esistente e la domanda in prossimità del 5% già quest'inverno e il prossimo. Un inverno freddo (quindi un aumento della domanda nell'ordine del 6-10%) potrebbe quindi già causare tensione sul mercato. Soltanto nell'inverno 2022-2023 questo rischio diventa tuttavia significativo, con il margine tra capacità di liquefazione attesa (esistente, impianti già in costruzione e in attesa di FID) e domanda che sulla base delle informazioni disponibili sarebbe prossimo allo zero.

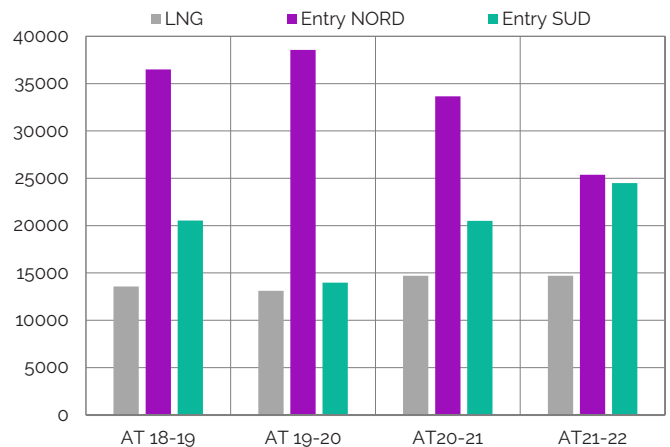
FIGURA 2.19. EVOLUZIONE DEL BILANCIO GLOBALE DI DOMANDA E OFFERTA DI GNL (Bcm/Quarter)



IL MERCATO ITALIANO DEL GAS

L'anno termico 2019-2020 ha visto una riduzione dell'import del 7%, coerentemente con la riduzione della domanda. Gli arrivi da Tarvisio e quelli di GNL sono tuttavia rimasti sostanzialmente costanti, mentre da Passo Gries sono leggermente aumentati, a discapito dei flussi in ingresso a Mazara del Vallo, Gorizia e Gela che si sono ridotti rispettivamente del 40%, 80% e 12% rispetto all'anno termico 2018-2019. Con l'ingresso del TAP e l'ulteriore riduzione della produzione di Groningen (-21% a/a nel 2021 e -78% nel 2022 quando la produzione massima non sarà superiore a 2 Bcm) gli ingressi dalle frontiere nord dovrebbero progressivamente diminuire a vantaggio di quelli da sud e del GNL, portando a una progressiva compressione dello spread PSV-TTF.

FIGURA 2.20. ITALIA. IMPORT GAS PER PUNTO DI ENTRY (Mcm)



Il **Trans Adriatic Pipeline (TAP)**, ormai completo al 98%, dovrebbe diventare operativo entro la fine di quest'anno. Il gas in arrivo dall'Azerbaijan rappresenta un'importante forma di diversificazione per l'offerta delle importazioni italiane e per lo sviluppo di mercati più embrionali come quello dei Balcani. La capacità iniziale di 10 miliardi di metri cubi è già stata contrattualizzata: 8 miliardi arriveranno in Italia, mentre 1 miliardo raggiungerà la Grecia e la Bulgaria. La capacità del gasdotto è espandibile fino a 20 miliardi annui con allocazione dei 10 miliardi aggiuntivi tramite aste (come da Regolamento UE 2017/459 del 16 marzo 2017 e non esenti dal meccanismo del *Third Party Access*) e obbligo di eseguire con regolarità dei *Market Test* per sondare l'interesse degli operatori ad acquisire nuova capacità ([Newsletter 247](#)).

Nello nostro scenario *Reference* l'ingresso della capacità del TAP avviene in modo graduale: ipotizziamo circa 2 miliardi di metri cubi già nell'anno termico 2020, che dovrebbero diventare 6 miliardi nel 2021, arrivando alla piena operatività dall'anno termico 2022, con l'ingresso di 8 miliardi di metri cubi di gas, e portando all'attesa ulteriore compressione dello *spread* tra il PSV e i prezzi dei mercati del Nord. L'ingresso di nuova capacità incrementale, specialmente se prenotabile su orizzonti temporali di breve periodo, andrebbe a favore della creazione dell'*hub TAP* (il *Virtual Trading Point* relativo all'area di mercato costituita dal solo gasdotto TAP), stimolando finalmente la

creazione anche di prezzi di riferimento per l'area del Sud Europa.

La percentuale di completamento del gasdotto **Nord Stream 2** (che porterebbe al raddoppio della capacità del **Nord Stream 1**, da 55 Gmc a 110 Gmc) si attesta a oggi intorno al 90%. Deve ancora essere completata la posa degli ultimi 120 Km di tubi (su un totale di circa 1230 Km) nelle acque della Danimarca. L'entrata in funzione del gasdotto cambierà radicalmente i flussi all'interno dell'Europa, per l'Italia la rotta si complica attraversando più paesi, ma la maggiore disponibilità di gas al nord potrebbe ridurre i prezzi al TTF.

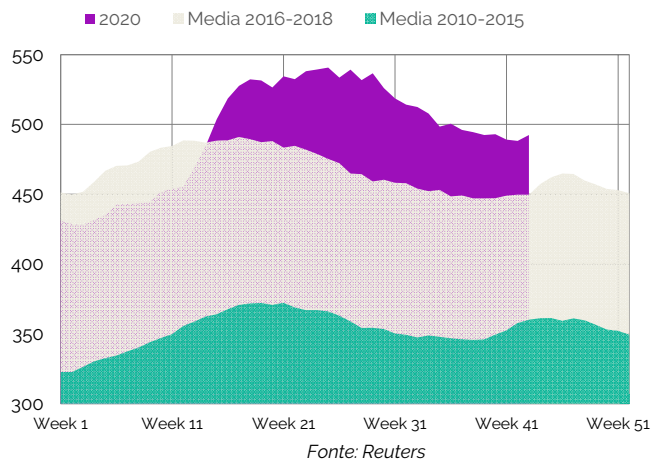
Le pressioni politiche sia da parte degli Stati Uniti che da parte della Comunità Europea (anche la Polonia si è schierata tra i paesi che tentano di bloccare il gasdotto per vie legali) rendono per il momento alto il rischio che il gasdotto non entri in funzione nel breve-medio termine. L'impatto dell'elezione di Biden sul completamento è ancora controverso: se da una parte il nuovo presidente potrebbe adottare una politica molto più dura di Trump nei confronti della Russia, avendo sempre considerato Putin un rivale delle democrazie occidentali, dall'altra l'esigenza di rinsaldare il legame USA-Germania, potrebbe spingere Biden a riprendere la negoziazione in termini più accomodanti.

SCORTE DI COMBUSTIBILI SUI MASSIMI

Una delle conseguenze dell'eccesso di offerta che si è creato nel corso del 2020 sul mercato dei combustibili è stato il forte incremento dei livelli delle scorte. Gli stoccaggi USA di petrolio hanno raggiunto nuovi massimi. Sono inoltre aumentati in modo significativo quelli *floating*, ovvero gli accumuli su petroliere.

Le riserve di petrolio in Cina (stimate sottraendo i prodotti raffinati dalla somma di flussi in import e produzione interna) da gennaio a luglio sono aumentate in media di circa 2 milioni di barili al giorno, contro una media di meno di un milione di barili al giorno del 2019. Prezzi *spot* bassi continuano

FIGURA 2.21. ANDAMENTO STAGIONALE DELLE SCORTE DI PETROLIO USA (Mln bbl)

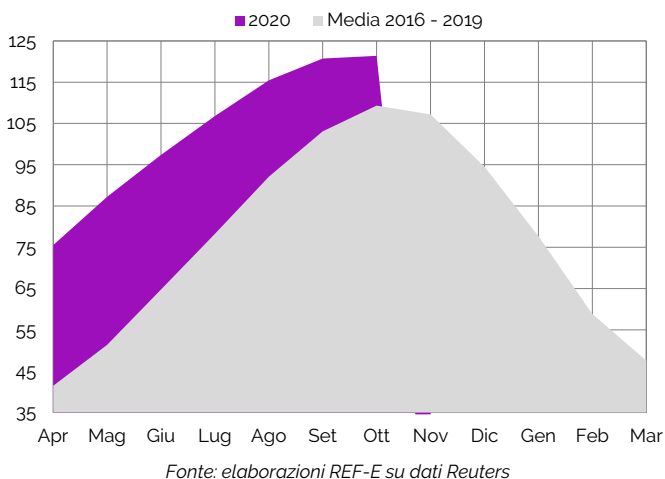


a incoraggiare gli acquisti per immissione in stoccaggio, come dimostra l'ulteriore incremento dei flussi in import registrato a settembre, e con margini di raffinazione ancora piuttosto bassi, l'aspettativa è che nel breve termine, nonostante la ripresa economica stia portando a un aumento dei consumi, anche gli stoccaggi cinesi di petrolio siano destinati a restare alti.

Gli stoccaggi di gas in Europa hanno registrato il massimo scostamento dalla media stagionale (oltre 80%) lo scorso aprile e la stagione dei prelievi inizia con livelli delle scorte del 25% superiori alla norma.

I livelli di riempimento in prossimità della massima capacità già a fine luglio in quasi tutta Europa hanno inoltre incentivando l'utilizzo della capacità di stoccaggio in Ucraina, quindi ulteriori accumuli.

FIGURA 2.22. EUROPA: GIACENZA MEDIA MENSILE STOCCAGGI (Bcm)



UCRAINA NEL MERCATO DEL GAS EUROPEO

L'Ucraina ha da sempre ricoperto un ruolo chiave per l'andamento del mercato del gas europeo, rappresentando la principale via di trasporto del gas russo. Nel corso del 2020 l'Ucraina ha assunto ulteriore rilevanza, grazie all'applicazione di tariffe scontate sia per l'utilizzo delle strutture che per il trasporto che hanno favorito il reindirizzamento dei flussi, alleviando la tensione sugli stoccaggi europei, aprendo la strada verso una maggiore integrazione dell'Ucraina nel mercato europeo e possibilmente riducendone la dipendenza dalla Russia. La giacenza media degli stoccaggi ucraini durante tra gennaio e ottobre 2020 è stata di quasi il 45% maggiore che negli stessi mesi del 2019, con circa 20 Bcm di gas iniettati (circa 18 Gmc in Germania e 13 Bcm in Italia) e una capacità totale intorno ai 30 Bcm.

A settembre 2020 *UkrTransGaz*, il gestore dello stoccaggio ucraino, ha modificato le proprie procedure contabili, escludendo dalle statistiche per il calcolo della capacità disponibile circa 5 Bcm di gas: 4.6 Bcm di gas "a lungo termine" (che non può essere prelevato prima della fine del 2022) e 0.4 Bcm immagazzinati nell'impianto di Vergunske, un'area dell'Ucraina orientale al di fuori del controllo del governo. Considerando questi ulteriori 5 Bcm, lo stoccaggio ucraino a oggi si attesterebbe oltre i 25 Bcm, il livello più alto raggiunto negli ultimi dieci anni e ben al di sopra della giacenza media negli ultimi cinque anni pari a circa 17.5 Bcm.

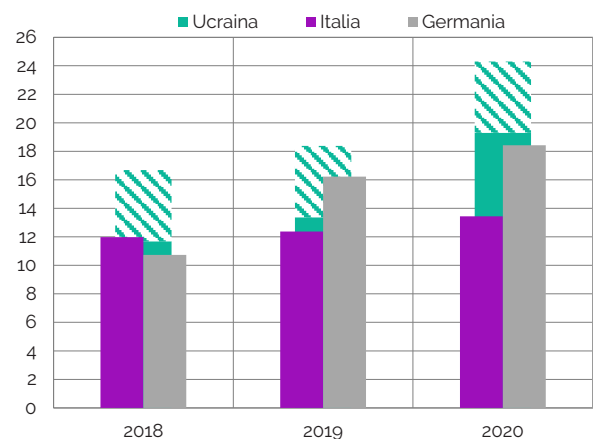
Circa 8 Gmc di gas (quindi quasi un terzo delle iniezioni) sono stati depositati durante i primi nove mesi dell'anno dalle società europee non residenti attraverso il cosiddetto servizio di deposito doganale "*Custom Warehouse*" proposto da *UkrTransGaz*, che prevede tariffe scontate per l'utilizzo delle infrastrutture. I paesi europei che hanno maggiormente usufruito di questo servizio sono stati la Slovacchia, l'Ungheria e la Polonia.

Le tariffe a corto raggio (regime "*Short Haul*") proposte dal TSO ucraino GTSOU per il trasporto del gas dal confine ucraino alle infrastrutture di deposito, hanno inoltre contribuito ad attirare i flussi dall'Europa. La tariffa di *entry* per Slovacchia, Ungheria e Polonia è stata ridotta di oltre il 60% (nei punti di interconnessione di *Budince*, *Beregdaroc* e *Hermanowice*, rispettivamente) ed è pari a 0.25 €/MWh, invece che 0.71 €/MWh. L'integrazione tra le infrastrutture è infine stata favorita dalla messa dall'attivazione del *Physical Reverse Flow* ai confini occidentali dell'Ucraina, con l'introduzione di nuovi punti di interconnessione dedicati.

Dagli scenari simulati REF-E si evince tuttavia l'effetto sul *Time-Spread* (estate-inverno) dell'incremento della capacità di stoccaggio legata alla disponibilità delle infrastrutture ucraine sia per l'area europea centrorientale che per l'Italia è al di sotto di 0.5 €/Mwh.

A differenza dell'attività di stoccaggio del gas, quella di trasporto potrebbe subire una flessione nei prossimi anni.

FIGURA 1. GIACENZA MEDIA STOCCAGGI (Bcm)
RANGE: Gennaio- Ottobre



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

Nel 2019 Gazprom e Naftogaz (la società statale ucraina del gas naturale) hanno siglato un accordo quinquennale di tipo *ship-or-pay* per esportare il gas russo verso l'Europa attraversando l'Ucraina.

L'accordo prevede il trasporto di 65 Bcm nel 2020 e di soli 40 Bcm nel periodo 2021-2024. Le rotte per l'ingresso del gas russo in Europa alternative al transito ucraino sono, a oggi, il *Nord Stream 1*, la *pipeline* Yamal-Europa (che arriva in Germania attraversando Bielorussia e Polonia) e il gasdotto *Blue Stream* in arrivo in Turchia.

Le rotte alternative che potrebbero diversificare ulteriormente l'offerta russa nei prossimi anni sono il *TurkStream*, il cui completamento non è previsto fino alla fine del 2021, e il *Nord Stream 2*, la cui operatività è ad oggi incerta date le crescenti preoccupazioni per le sanzioni che ne minacciano il completamento. In caso di ingresso del *Nord Stream 2* nel 2021 l'Ucraina vedrebbe confermata da riduzione dei flussi dalla Russia già nel breve periodo, ma la notizia di fine ottobre secondo cui Gazprom avrebbe richiesto a Naftogaz la possibilità di prenotare una maggiore capacità di trasporto per il 2021 rispetto ai 40 Bcm già contrattualizzati indica che anche la Russia veda la concreta possibilità di ulteriori ritardi.

GLI OBIETTIVI EU 2030 E IL RUOLO DELLA CO₂

Il 2030 *Climate Target Plan* presentato dalla Commissione Europea lo scorso 17 settembre propone di innalzare il *target* di riduzione delle emissioni a effetto serra al 2030 dal 40% attualmente stabilito ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 ([Newsletter 246](#)). La Commissione ha individuato nel *carbon pricing* una delle principali aree di intervento su cui fare leva per il raggiungimento dell'obiettivo prefissato, contemplando l'estensione del sistema ETS il trasporto marittimo e, potenzialmente, anche quello stradale e l'edilizia.

Le politiche per la decarbonizzazione si confermano quindi prioritarie per la Commissione anche nel contesto della ricostruzione post-COVID-19, così come il ruolo del mercato degli ETS. In considerazione degli ambiziosi target di riduzione delle emissioni, essendosi sostanzialmente annullato il rischio che nel medio termine l'ETS perda il suo ruolo di incentivo alla decarbonizzazione, le aspettative per il nostro scenario sull'andamento del prezzo della CO₂ sono state riviste al rialzo rispetto al precedente *Energy Outlook*. La progressiva riduzione delle allocazioni, sotto l'ipotesi di ripresa della crescita economica e della domanda, dovrebbe infatti portare a una progressiva riduzione dei certificati in circolazione sostenendo in prezzo.

FIGURA 2.23. BILANCIO DOMANDA-OFFERTA ETS (MT)

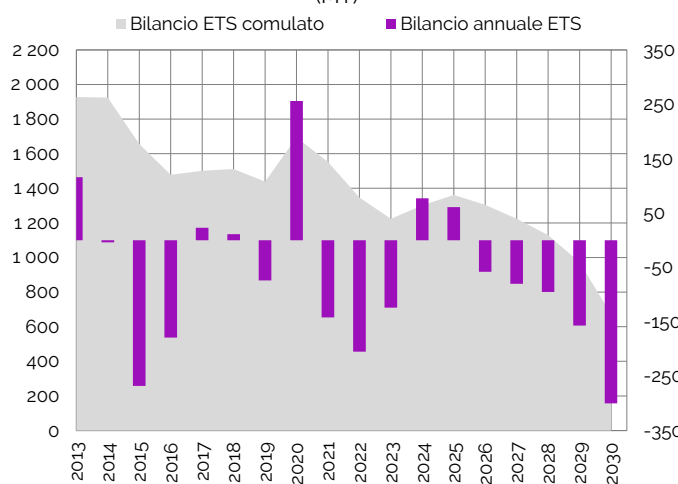
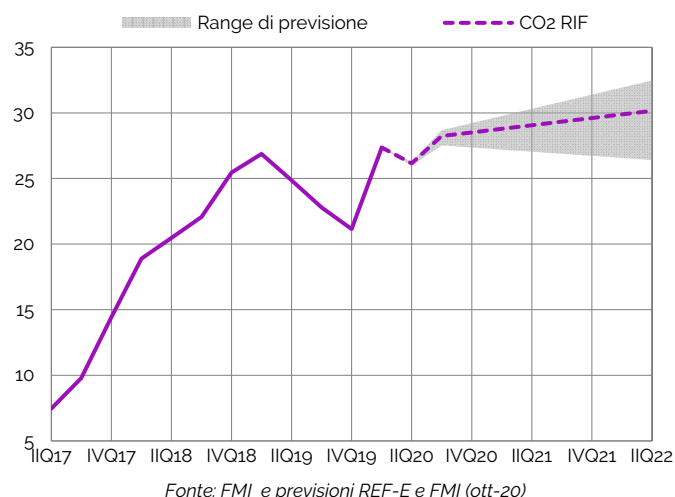


FIGURA 2.24. PREZZO DEL CARBONIO EU ETS (€/t)



Le indicazioni di *policy*, di cui tiene conto lo scenario *Reference* sostengono il prezzo, con previsioni in media al di sopra di 28 €/ton nel 2021 e in prossimità di 30 €/ton nel 2022, guadagnando, quindi, oltre il 20% nei prossimi due anni rispetto al 2020.

PROSPETTIVE PER IL COAL TO GAS SWITCH

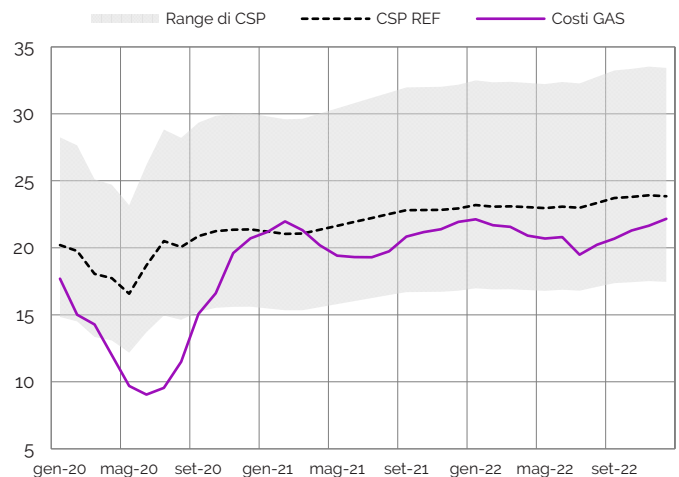
Nella prima parte del 2020, la discesa del prezzo del gas ha favorito le condizioni di *switch* tra gli impianti a carbone e gli impianti a gas per la generazione elettrica, garantendo una maggiore economicità anche per gli impianti a gas a efficienza minima (50%) rispetto a quelli a carbone a efficienza massima (42%) nonostante la debolezza sia del prezzo della CO₂ che di quello del carbone.

Gli impianti a carbone più efficienti sono rimasti meno convenienti rispetto a quelli a gas meno efficienti fino a settembre, coerentemente al ritardo nella ripresa del prezzo gas rispetto al recupero dei prezzi del carbone e della CO₂, già in forte rialzo a partire da giugno. A ottobre, la combinazione tra la discesa del prezzo della CO₂ e il recupero del PSV ha controbilanciato il contestuale rialzo del prezzo del carbone, rendendo le condizioni di *switch* sfavorevoli per gli impianti a gas a efficienza minima (50%). Lo *switch* tra gli impianti a carbone a

efficienza media (35%) e gli impianti a gas a efficienza media (53%) è comunque ancora garantito.

La prospettiva di un rialzo progressivo del prezzo gas fino al prossimo febbraio e di una sostanziale stabilità del prezzo del carbone e della CO₂ nel brevissimo termine, comporta un potenziale peggioramento delle condizioni di *switch* nei prossimi mesi, ma con i prezzi di CO₂ e carbone che dovrebbero recuperare a una velocità maggiore del gas, l'aspettativa per il PSV è che si collochi in un *range* di *switch* favorevole, almeno agli impianti a gas a efficienza media, per la maggior parte del 2021 e per tutto il 2022.

FIGURA 2.25. RANGE CSP E COSTO GAS (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters e previsioni REF-E



03

Outlook

per il mercato
elettrico

La pandemia di COVID-19 e le misure introdotte dal governo per limitarne la diffusione hanno comportato un rilevante calo della domanda elettrica a partire da marzo 2020.

Nei mesi primaverili, si è anche osservato un alto livello di generazione rinnovabile, sostenuta dalle condizioni atmosferiche favorevoli. Nonostante la temporanea limitazione da parte di Terna della *Net Transfer Capacity* (NTC) alle frontiere e dell'import netto alla frontiera settentrionale, l'andamento della domanda e della produzione rinnovabile ha fortemente ridotto lo spazio contendibile per gli impianti CCGT e portato il prezzo elettrico sul Mercato del Giorno Prima (MGP) a livelli minimi.

Le caratteristiche dello scenario che si è delineato la scorsa primavera possono essere viste come un'anticipazione delle condizioni che potrebbero prevalere sul mercato con il raggiungimento degli obiettivi europei, per i quali dovrebbe essere infatti necessaria una penetrazione *RES* nel *mix* di generazione del 60% già nel 2030.

Le dinamiche del mercato nel 2020, approfondite nei prossimi paragrafi, hanno messo in evidenza la sostanziale tenuta del PUN in condizioni straordinariamente competitive e la resilienza del sistema elettrico all'eccesso di offerta rinnovabile rispetto alla domanda.

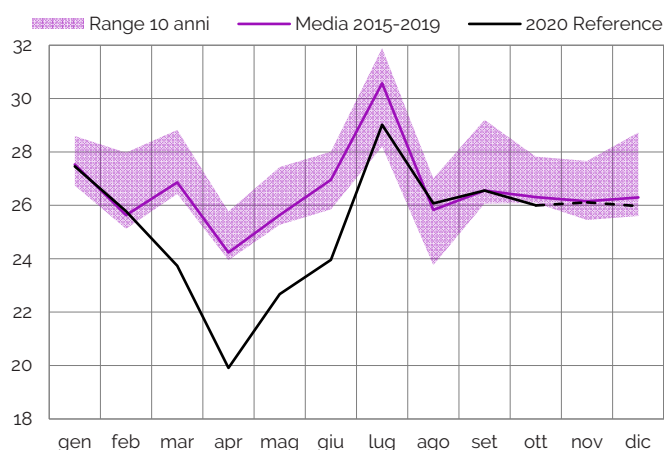
Nel corso della pandemia il livello di volatilità delle variabili di mercato è stato particolarmente alto e ha quindi enfatizzato i fattori di incertezza rispetto al passato.

Prima di presentare le previsioni sul prezzo elettrico di questo *Energy Outlook*, ci soffermeremo sulla descrizione delle ipotesi sottostanti e sul *range* di variabilità considerata. In generale, le nostre attese si basano su un'ipotesi di ripresa a partire dall'inizio del 2021 e si slegano quindi dagli attuali segnali ribassisti di mercato, fortemente influenzati dai crescenti rischi legati alla nuova diffusione di COVID-19.

LE DINAMICHE 2020 E GLI SCENARI FUTURI

La richiesta elettrica cumulata al 31 ottobre 2020 è pari 251 TWh, in calo del 6% (quasi 15 TWh) rispetto alla domanda media cumulata nello stesso periodo nei cinque anni precedenti. Il minimo della domanda è stato registrato ad aprile, mese interamente coinvolto dalle misure restrittive, con un 18% in meno rispetto alla media della richiesta elettrica del mese nei cinque anni precedenti. Maggio, con la rimozione delle misure di contenimento della pandemia, ha segnato l'inizio di una progressiva ripresa, che ha accelerato a partire da luglio (-5%, alla media dei cinque anni precedenti) grazie all'effetto temperature, ed è stata particolarmente intensa ad agosto, quando la decisione di molte imprese di rimanere aperte per recuperare le perdite dei mesi precedenti ha contribuito a portare la richiesta elettrica l'1% al di sopra della media degli ultimi cinque anni. Anche i dati di settembre sono stati positivi, ma l'allineamento della richiesta con quella storica è da imputare alle temperature (più alte della media) e non dal completamento della ripresa economica. L'Indice Mensile dei Consumi Industriali (IMCEI), pubblicato da Terna per il mese di settembre, mostra infatti che a parità di calendario, i consumi

FIGURA 3.1. ANDAMENTO MENSILE DELLA RICHIESTA ELETTRICA NEL 2020 (TWh)



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

di energia elettrica del settore industriale di settembre 2020 erano ancora inferiori di quasi il 5% rispetto agli stessi consumi a settembre 2019.

I dati preliminari di ottobre, su cui le temperature hanno avuto un effetto più limitato, confermano che il recupero non è ancora completo.

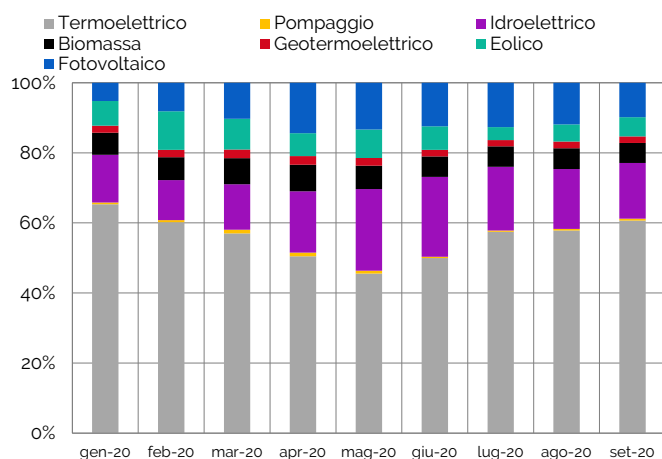
La richiesta elettrica di ottobre è stata infatti pari a circa 26 TWh, in calo di oltre 300 GWh rispetto al 2019, e al disotto del valore mensile di ottobre 2016, che definisce il limite inferiore del *range* di domanda per il mese di ottobre degli ultimi 10 anni.

LE RINNOVABILI

Tra gennaio e settembre 2020¹ le rinnovabili hanno generato oltre 90 TWh di energia elettrica, quasi 3 TWh in più (+3%) rispetto a quelli prodotti nello stesso periodo nel 2019. A contribuire a questo incremento sono state la generazione idroelettrica (+4%, esclusa la produzione dei pompaggi) e la generazione solare (+9%). L'eolico ha invece subito una contrazione contenuta (-2%), riportando variazioni mensili rispetto al 2019 molto accentuate, tra cui un calo tendenziale del 28% a marzo e un aumento del 66% ad agosto.

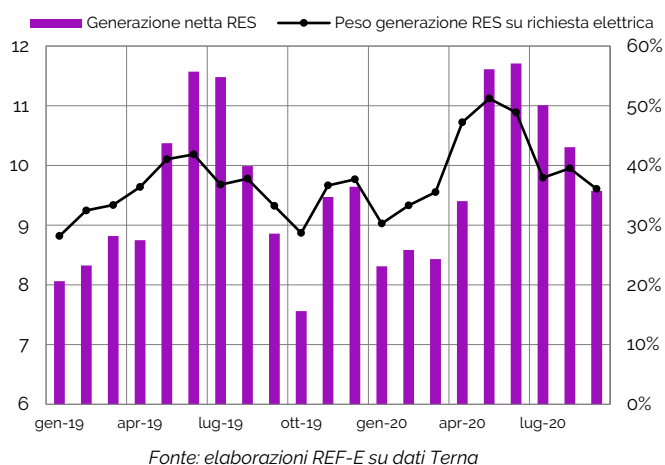
L'incremento della produzione rinnovabile rispetto al 2019 è stato particolarmente rilevante nei mesi di aprile e maggio (rispettivamente, +8% e +12%),

FIGURA 3.2. MIX PRODUZIONE ELETTRICA MENSILE
(%)



quando, al contrario, la richiesta elettrica ha subito contrazioni significative, con un forte impatto sul peso della generazione rinnovabile sulla domanda. A maggio la generazione *RES* ha raggiunto un livello massimo di copertura della richiesta elettrica pari al 51%. Il contributo delle rinnovabili alla copertura della domanda si è poi ridotto nei mesi successivi, con il recupero della domanda e il calo della produzione rinnovabile.

FIGURA 3.3. GENERAZIONE NETTA RES MENSILE
(sx. TWh) E PESO SU RICHIESTA ELETTRICA (dx. %)



LA PRODUZIONE TERMoeLETTRICA

Le dinamiche che hanno coinvolto la richiesta elettrica e la produzione *RES* hanno chiaramente influito negativamente sulla domanda contendibile per gli impianti termoelettrici. La produzione termoelettrica 2020 cumulata al 30 settembre è infatti inferiore del 9% rispetto alla stessa produzione cumulata 2019, e ha riportato dei cali tendenziali massimi del 18%, del 24% e del 16%, rispettivamente nei mesi di marzo, aprile e maggio 2020. La generazione termoelettrica si è riallineata ai livelli del 2019 solo nei mesi di agosto e settembre, in linea con la ripresa della domanda e con un livello di importazioni più contenuto rispetto all'anno precedente.

¹ I dati consuntivi sulla generazione rinnovabile e termoelettrica pubblicati da Terna nei rapportini mensili non sono ancora disponibili per il mese di ottobre.

LE IMPORTAZIONI

Durante il 2020, la regolazione dei limiti delle importazioni da parte di Terna ha avuto un ruolo chiave per bilanciare i potenziali squilibri che hanno portato in alcuni periodi il sistema elettrico in una condizione di *overgeneration* di fonti rinnovabili. Nei mesi di aprile e maggio le importazioni nette sono state di circa il 60% e il 50% inferiori rispetto ai volumi netti di energia importati ad aprile e maggio 2019. Tale riduzione è stata fortemente influenzata dalle limitazioni imposte da Terna sulla capacità di transito ai confini per preservare il funzionamento del mercato elettrico italiano. Le condizioni di prezzo erano infatti rimaste favorevoli all'importazione, con il prezzo medio mensile su MGP rimasto al di sopra dei prezzi elettrici *spot* dei paesi europei collegati alla zona Nord per tutto il 2020, con l'unica eccezione di gennaio, quando il prezzo sloveno è stato in media superiore al PUN.

Nel complesso, le importazioni nette cumulate a ottobre 2020 sono risultate pari a quasi 26 TWh, circa 6 TWh in meno (-19%) rispetto alle importazioni nette cumulate a ottobre 2019. Il calo tendenziale delle importazioni ha riguardato tutti i mesi del 2020 da aprile a settembre, con un picco nel mese di giugno (-76%) e cali più contenuti nel terzo trimestre (-18%, in media). I dati di ottobre mostrano invece un forte recupero degli import, in aumento del 18% rispetto a ottobre 2019 e circa il doppio rispetto al mese precedente.

FIGURA 3.4. PREZZI BL MEDI MENSILI IN EUROPA*
(€/MWh)

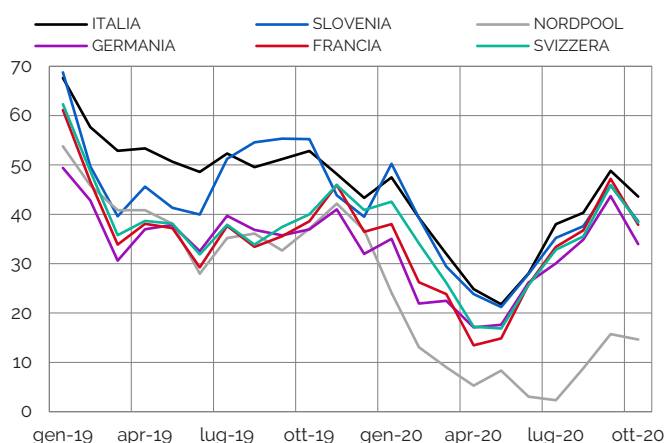
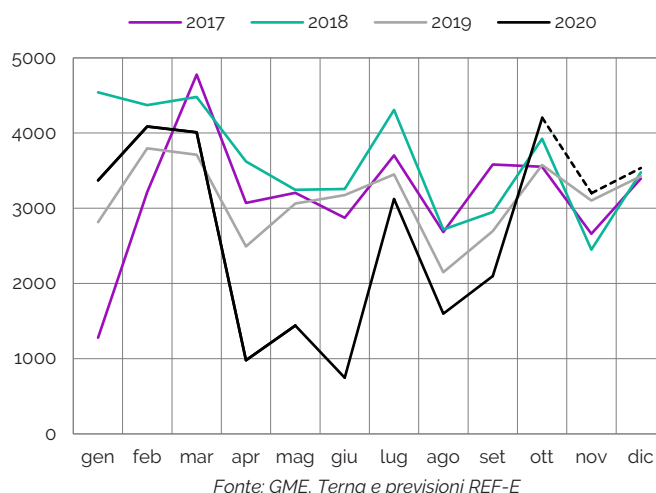


FIGURA 3.5. ANDAMENTO MENSILE DELL'IMPORT
(GWh)



A livello dei singoli transiti con l'estero, nei primi dieci mesi dell'anno la Svizzera si è confermata il primo paese esportatore di energia elettrica verso l'Italia, registrando una variazione dei volumi netti esportati rispetto al 2019, contenuta al -7%.

La Francia, al secondo posto, ha invece registrato un calo più rilevante (-26%) anche a causa della minor disponibilità degli impianti nucleari, e quindi all'inferiore livello di produzione elettrica nazionale. La pandemia e le misure di contenimento hanno rallentato lo svolgimento degli interventi di manutenzione riducendo la produzione.

Attualmente la capacità nucleare francese è di poco superiore al 70% di quella totale, sostanzialmente in linea con quella disponibile nel 2019 nello stesso periodo.

Con il ritorno di un alto numero di contagi e delle restrizioni non si escludono nuovi ritardi nelle manutenzioni programmate e la conseguente indisponibilità di alcuni impianti, che nei mesi invernali potrebbe risultare più problematica.

Nello stesso periodo considerato, la Slovenia è risultata un importatore netto di energia elettrica dall'Italia, al contrario di quanto accaduto tra gennaio e ottobre 2019, con il cavo che ha funzionato principalmente in export verso la Slovenia nel primo semestre del 2020 per poi invertire il flusso a partire da luglio, in linea con l'incremento del differenziale tra il prezzo italiano e quello sloveno.

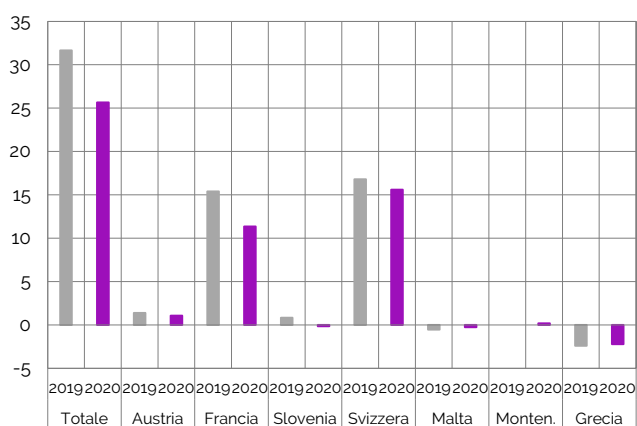
Il cavo di interconnessione tra Centro-Sud e Montenegro, entrato in funzione solo a fine 2019, ha funzionato principalmente in export a gennaio e febbraio e nel secondo trimestre del 2020, e ha invece invertito il flusso a marzo e nel terzo trimestre, facendo risultare l'Italia importatrice netta dal Montenegro.

La variazione del flusso a partire da luglio sul cavo tra Italia e Montenegro è coerente all'andamento dei prezzi medi dei Paesi dei Balcani, che da luglio sono stati inferiori al prezzo medio della zona Centro-Sud, supportati dalla produzione idroelettrica Montenegrina, nonostante per tutto il 2020 le condizioni di *switch* abbiano favorito la produzione a gas rispetto quella convenzionale, a carbone o lignite, dei paesi nei Balcani.

Il saldo consuntivo per le importazioni nette dal Montenegro nei primi dieci mesi del 2020, pari al netto dei flussi in entrambe le direzioni, ha riportato un valore contenuto al di sotto dei 200 GWh.

Anche le importazioni nette dall'Austria, cumulate a ottobre 2020, hanno riportato un calo rilevante rispetto a quelle registrate nel 2019 (-21%), mentre le esportazioni nette verso la Grecia sono rimaste più in linea con quelle del 2019, riportando un calo dell'8%, con i transiti sul cavo momentaneamente interrotti per tutto il mese di ottobre. Hanno invece mostrato una contrazione tendenziale del 54% le esportazioni verso Malta cumulate a ottobre.

FIGURA 3.6. IMPORTAZIONI NETTE CUMULATE PER TRANSITO ESTERO: GENNAIO-OTTOBRE (TWh)



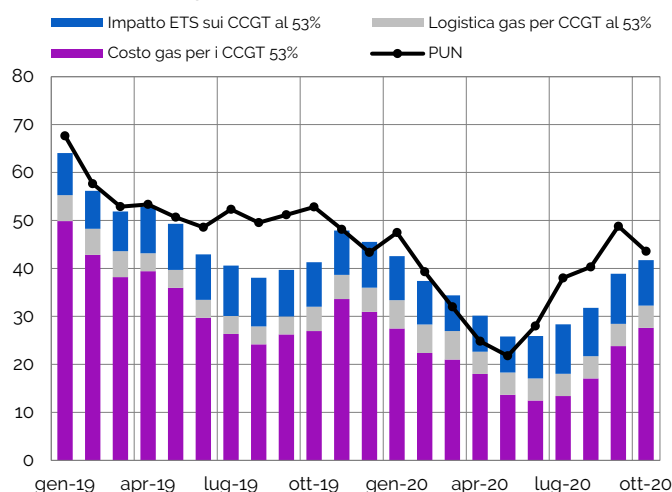
Fonte: GME e Terna

IL PUN

Il crollo della domanda e del prezzo del gas a partire da marzo si sono riverberati sui prezzi, portando a un'accelerazione del movimento discendente del PUN iniziato nel 2019. Il prezzo medio mensile non è comunque mai sceso al di sotto dei 20 €/MWh, con il minimo che è stato raggiunto a maggio a 21.8 €/MWh. Da giugno, in linea con la ripresa della domanda, il prezzo elettrico è tornato a salire, raggiungendo a settembre un valore medio mensile di 48.80 €/MWh, superiore al prezzo medio di gennaio 2020 (47.47 €/MWh) e di poco inferiore al prezzo medio di settembre 2019 (51.18 €/MWh). Un nuovo calo è stato registrato nel mese di ottobre, con il PUN medio mensile (43.57 €/MWh) di oltre 5 €/MWh al di sotto del valore di settembre, in linea con il calo nel peso degli impianti a gas nel mix di volumi accettati su MGP nelle settimane centrali del mese di ottobre, che ha seguito l'incremento dei volumi esteri, e il calo della domanda elettrica rispetto a settembre.

Il fenomeno dei prezzi a zero, verificatosi durante i mesi primaverili di *lockdown*, nei giorni in cui la domanda era particolarmente bassa (fine settimana e festività nazionali) e le condizioni atmosferiche particolarmente favorevoli alla produzione rinnovabile, non si è più ripetuto nei mesi successivi. Solo i prezzi zonal della Sicilia e della Sardegna hanno toccato valori pari zero in alcune ore nei mesi di agosto, settembre e ottobre.

FIGURA 3.7. COMPONENTI DEL PUN (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e Reuters

I MARGINI DEGLI IMPIANTI CCGT SU MGP E SU MSD

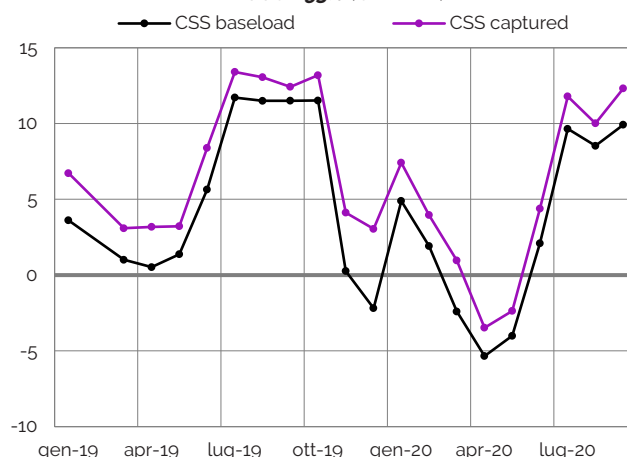
A partire da gennaio, nonostante la debolezza del PSV abbia ridotto i costi per gli impianti di produzione a gas, la diminuzione del PUN è stata tale da comportare un calo dei margini su MGP per gli impianti CCGT con efficienza media del 53% (*Clean Spark Spread*, CSS), che hanno toccato il minimo nel mese di aprile. Tra aprile e maggio, sia il CSS *baseload*, calcolato con riferimento al PUN, che il CSS *captured*, calcolato con riferimento al prezzo medio effettivamente catturato dagli impianti CCGT su MGP, sono entrati in territorio negativo. Da giugno il CSS, sia *baseload* che *captured*, è tornato su valori medi mensili positivi pur riportando sempre valori mediamente inferiori a quelli registrati nei corrispondenti mesi nel 2019.

Il recupero del CSS ha seguito l'andamento di ripresa della domanda contendibile a gas su MGP. A giugno gli impianti a gas hanno coperto il 42% dei volumi nazionali scambiati su MGP, per un totale di quasi 9 TWh di energia, circa il 30% in più rispetto a maggio. Nel terzo trimestre 2020 i volumi degli impianti a gas scambiati su MGP sono stati tutti i mesi di poco inferiori a 12 TWh, comprendo una quota tra il 50% e il 55% dei volumi nazionali scambiati, in aumento rispetto ai mesi precedenti e in linea le quote raggiunte negli stessi mesi nel 2019.

Come discusso nell'*Energy Outlook* precedente, durante i primi cinque mesi dell'anno, la quota dei volumi scambiati su MGP coperta da impianti a gas era scesa progressivamente, raggiungendo un peso minimo pari al 36% a maggio, quando quasi il 53% dei volumi nazionali su MGP erano stati coperti da fonti rinnovabili.

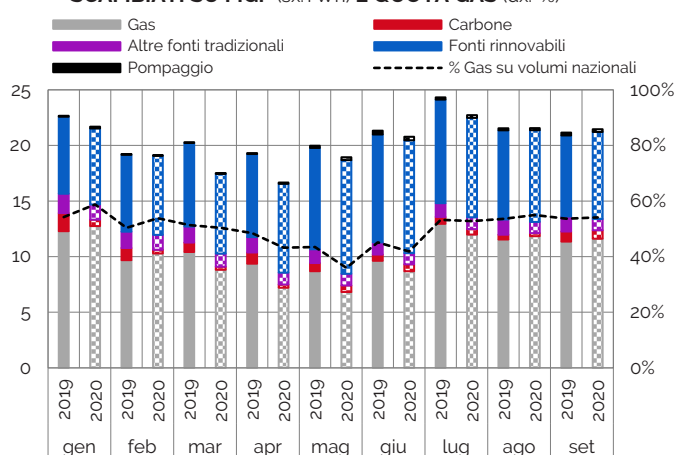
Tuttavia, negli stessi mesi, gli impianti CCGT sono stati comunque in grado di ottenere margini positivi attraverso la partecipazione al Mercato dei Servizi di

FIGURA 3.8. CSS BASELOAD E CAPTURED - CCGT 53% (€/MW/h)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e Reuters

FIGURA 3.9. VOLUMI NAZIONALI PER FONTE SCAMBIATI SU MGP (sx.TWh) E QUOTA GAS (dx. %)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Dispacciamento (MSD), dimostrando un alto livello di resilienza del loro posizionamento competitivo rispetto alle nuove dinamiche dei mercati.

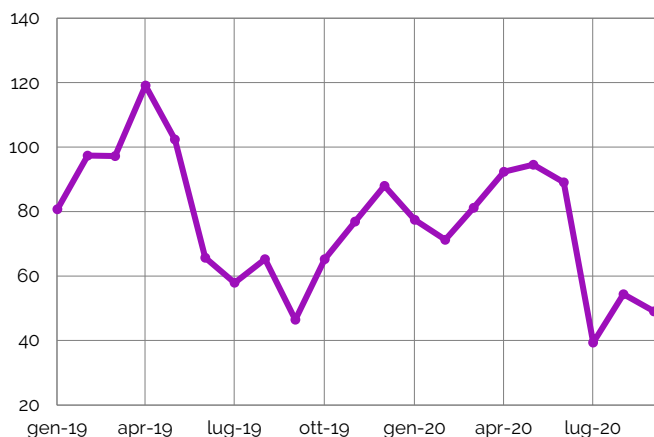
A partire da marzo, l'aumento del peso delle rinnovabili nel mix produttivo su MGP ha comportato la necessità per Terna di approvvigionarsi di un maggiore volume di energia prodotta da impianti programmabili su MSD ex-ante per costituire i margini di riserva necessari per la sicurezza. All'incremento della richiesta di Terna di volumi generati da i CCGT su MSD, è corrisposto un aumento dei margini per questi impianti sullo stesso mercato. Il CCS MSD ex-ante² ha infatti iniziato a

² Il CSS MSD ex-ante è calcolato come media ponderata dei margini degli impianti CCGT con efficienza al 53% nelle operazioni a salire e a scendere su MSD. I margini delle operazioni a salire sono dati dalla differenza tra il prezzo medio catturato dagli impianti CCGT al 53% su MSD per l'incremento dei volumi immessi e il costo medio di produzione di questi volumi. I margini delle operazioni a scendere sono invece dati dalla differenza tra il costo evitato di produzione per un impianto CCGT a efficienza al 53% e il prezzo medio pagato su MSD per l'acquisto di volumi a scendere.

salire a partire da marzo (+14% rispetto a febbraio), per raggiungere il valore massimo di quest'anno a maggio, quando il margine medio è stato di circa 95 €/MWh. Il periodo di incremento dei margini su MSD ex-ante ha coinciso con il periodo in cui i margini su MGP sono stati minimi, permettendo quindi agli impianti CCGT di recuperare, almeno parzialmente, la perdita su MGP con margini più alti su MSD ex-ante.

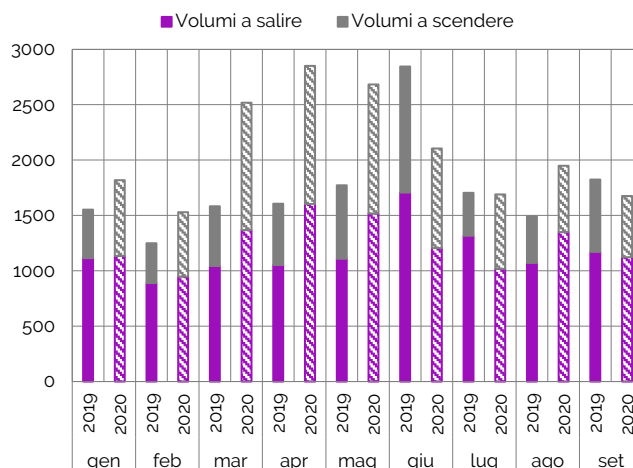
A partire da giugno, il rialzo dei volumi CCGT scambiati su MGP e del CSS MGP hanno invece coinciso con un calo dei volumi scambiati su MSD ex-ante, per la minore necessità di Terna di coprire l'incertezza legata ai volumi coperti da fonti non programmabili su MGP visto il loro calo, e alla corrispondente diminuzione del CSS MSD ex-ante. L'andamento mensile dei volumi scambiati sul Mercato di Bilanciamento (MB) è stato invece meno allineato con gli sviluppi della pandemia. Gli scambi su MB sono saliti a marzo e aprile, attivati dalla maggiore incertezza delle previsioni sulla domanda e sull'effettiva generazione rinnovabile, sono poi scesi a maggio e giugno, per poi risalire nei tre mesi successivi. A partire da maggio, i volumi mensili MB sono comunque sempre rimasti al di sotto dei volumi scambiati nei corrispondenti mesi nel 2019, segnalando in media un minore discostamento tra le previsioni sulla generazione rinnovabile e sulla domanda elettrica rispetto all'anno precedente.

FIGURA 3.10. CSS MEDIO MENSILE SU MSD EX-ANTE PER GLI IMPIANTI CCGT-53% (€/MWh)



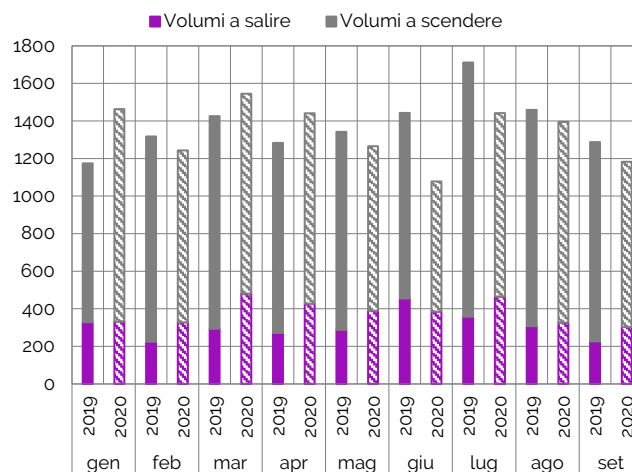
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e Reuters

FIGURA 3.11 VOLUMI MSD EX-ANTE (GWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 3.12. VOLUMI MB (GWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

LE NOSTRE ATTESE SULL'ANDAMENTO DEL MERCATO ELETTRICO

Le dinamiche che hanno caratterizzato il 2020 hanno posto grandi sfide per la definizione delle ipotesi sottostanti le previsioni del prezzo elettrico. Gli effetti della pandemia sulle variabili di mercato non sono infatti limitati alle variazioni di domanda e offerta direttamente imputabili alla chiusura delle attività e alla limitazione degli spostamenti, ma influenzando sull'andamento economico e sul rischio degli investimenti, si riflettono anche su un incremento dei fattori di incertezza e del loro range di variabilità nel prossimo futuro.

Le quotazioni dei prezzi elettrici a termine per il 2021 e il 2022 hanno registrato rilevanti oscillazioni nel corso degli ultimi mesi in linea con l'incertezza

FATTORI DI RESILIENZA NEL MERCATO ELETTRICO ITALIANO

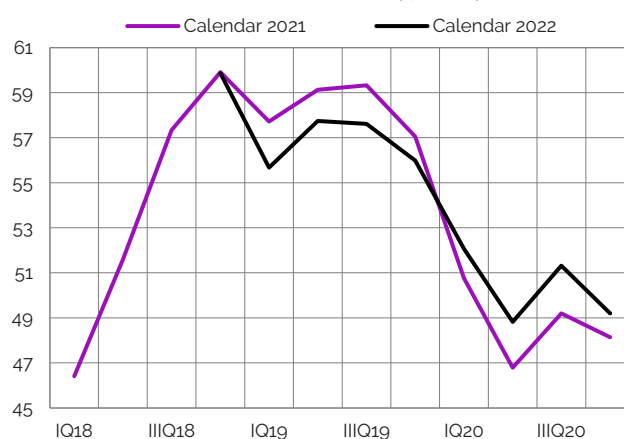
- La riduzione della domanda e l'aumento della generazione rinnovabile hanno:
 - aumentato il peso delle rinnovabili nel mix produttivo, portando, in alcune ore¹, a una situazione di *overgeneration* delle fonti rinnovabili
 - ridotto il prezzo medio di mercato, limitando lo spazio contendibile dagli impianti a gas e portando in territorio negativo i margini degli impianti CCGT su MGP.
- Il mercato e i suoi operatori hanno saputo rispondere alle nuove dinamiche:
 - Terna ha ridotto la NTC alle frontiere nord per ridurre le importazioni dall'estero e massimizzare, per motivi di sicurezza, la produzione interna, limitando così la necessità di curtailment della generazione rinnovabile e attenuando la riduzione della domanda contendibile termoelettrica interna
 - la maggiore incertezza della produzione rinnovabile è stata coperta da Terna con l'approvvigionamento crescente di volumi di riserva e di bilanciamento da impianti programmabili su MSD, con un conseguente incremento dei prezzi dei servizi ancillari
 - gli impianti CCGT, operando su MSD, hanno potuto catturare margini tali da recuperare i margini negativi legati al calo dei volumi venduti su MGP.

¹ Tra marzo e maggio 2020, il PUN ha registrato un valore pari a 0 €/MWh in 5 ore, distribuite su 3 giornate differenti. Il prezzo zonale della Sardegna ha invece raggiunto il valore minimo per 60 ore.

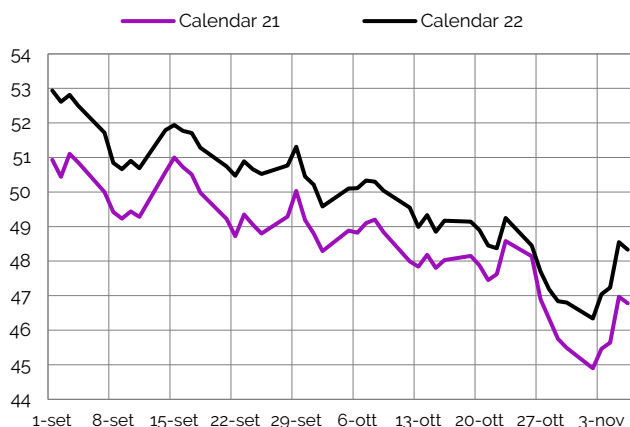
legata all'andamento della pandemia e dei prezzi delle *commodities*. A partire da inizio gennaio le quotazioni medie mensili del *Calendar-21* e del *Calendar-22* hanno iniziato a scendere contestualmente al *trend* di decrescita dei prezzi delle *commodities*, e ai segnali negativi dei mercati finanziari che hanno seguito la diffusione del virus. La discesa dei prezzi a termine si è protratta fino a maggio, quando le quotazioni medie mensili per il *Calendar-21* e il *Calendar-22* sono state rispettivamente pari 46.11 €/MWh e 48.40 €/MWh. Da giugno, è invece cominciata una fase di ripresa, coerentemente ai segnali positivi legati al progressivo attenuarsi degli effetti della pandemia. Tuttavia, a partire da settembre, il nuovo aumento di contagi e del rischio di una nuova reintroduzione di misure restrittive ha innescato una nuova fase di decrescita. Dalle quotazioni di 50.93 €/MWh per il *Calendar-21* e di 52.94 €/MWh per il *Calendar-22* del 1° settembre, si è arrivati a delle quotazioni di oltre 5 €/MWh inferiori a fine ottobre (rispettivamente pari a 45.49 €/MWh e 46.80 €/MWh, il 30 ottobre 2020), con un parziale recupero solo a partire dai primi giorni di novembre.

In un momento di forte incertezza e di crisi economica i prezzi a termine tendono a subire variazioni ampie e frequenti, perdendo affidabilità come riferimento per le previsioni a futuro. In questo *Energy Outlook*, le previsioni di prezzo per il 2020 e il 2021 si discostano quindi dai valori attualmente segnalati dalle quotazioni del mercato a termine, basandosi su aspettative di ripresa a partire dal 2021, che potrebbero coinvolgere le diverse determinanti del prezzo elettrico.

FIGURA 3.13. EEX FUTURES ANNUALI: QUOTAZIONI MEDIE TRIMESTRALI* (€/MWh)



* Ultimo dato 31 ottobre 2020
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

FIGURA 3.14. EEX FUTURES ANNUALI: QUOTAZIONI GIORNALIERE* (€/MWh)

* Range dati: 1/09/2020-6/11/2020
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

Le ipotesi sottostanti le nostre previsioni di riferimento (scenario *Reference*) si basano sulle seguenti attese sulle variabili di mercato:

- ripresa progressiva della richiesta elettrica fino al 2022
- temperature in norma (media storica degli ultimi cinque anni)
- generazione rinnovabile in linea con il livello di potenza installata e di limitata potenza entrante attesa, assumendo un *load factor* coerente con quello medio storico
- importazioni ancora contenute nel 2021 per la parziale indisponibilità del nucleare francese, e per la posticipazione dei potenziamenti di rete al 2022
- ripresa dei prezzi delle *commodities* (carbonio-ETS, carbone e gas)
- persistere delle condizioni di *switching* tra produzione a carbone e a gas
- rafforzamento della quota contendibile per i cicli combinati in linea con le condizioni di import, con la ripresa della domanda e con le condizioni di *switching*.

Sulla base di queste attese il PUN su MGP dovrebbe consuntivarsi a un valore di medio di poco inferiore a 40 €/MWh nel 2020, per poi salire e chiudere su una media annuale superiore a 55,9 €/MWh sia nel 2021 che nel 2022. L'elevato livello di incertezza sull'evoluzione di tutti i fattori sottostanti le ipotesi di prezzo amplifica la difficoltà di identificare una

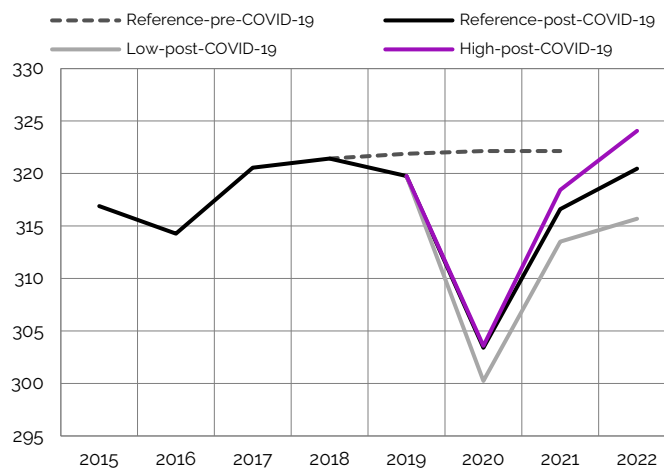
stima puntuale per il prezzo elettrico rispetto al passato. Abbiamo quindi definito un *range* di variabilità per ognuna delle principali determinanti del prezzo elettrico (richiesta elettrica, prezzi delle *commodities*, generazione *RES* e volumi di importati), inglobando l'effetto climatico unicamente nel *range* di incertezza della generazione *RES*. Di seguito vengono descritte le analisi di sensitività svolte per determinare gli effetti sulle previsioni di prezzo della variazione entro il relativo *range* di incertezza delle variabili menzionate sopra.

LA RICHIESTA ELETTRICA

Le previsioni sull'andamento della richiesta elettrica negli ultimi mesi del 2020 e nei prossimi due anni sono state ottenute sulla base delle ipotesi di ripresa economica discusse in precedenza e assumendo le temperature in media stagionale.

Tenuto conto degli effetti di calendario, nello scenario di domanda *Reference* (associato alla previsione di PIL *Reference*), la richiesta tra novembre e dicembre 2020 rimane sostanzialmente in linea con quella della media storica degli ultimi cinque anni.

Ciò porta la richiesta di riferimento prevista per il 2020 a un valore di 303 TWh, in calo del 5% rispetto alla domanda 2019, e superiore di circa 2 TWh rispetto alle attese dello scenario *Reference* dell'*Energy Outlook* scorso, coerentemente all'aggiornamento dello storico.

FIGURA 3.15. ANDAMENTO ANNUALE DELLA RICHIESTA ELETTRICA (TWh)

Fonte: Terna e previsioni REF-E

Le previsioni per il 2021 e per il 2022 si attestano invece rispettivamente a 317 TWh e 320 TWh. Rimanendo al di sotto delle previsioni pre-COVID per il 2021 riportate nell'*Energy Outlook 12*. Questa assunzione è legata alle ipotesi di ripresa dell'attività economica, il cui completo riallineamento con i livelli pre-COVID non è previsto se non entro la fine del 2022.

La richiesta prevista per lo scenario *High*, che sottende le ipotesi di una ripresa economica più rapida, è in linea con quella *Reference* per il 2020, ma più alta per i due anni successivi (rispettivamente pari a 318 TWh nel 2021, e 324 TWh nel 2022). Le attese per lo scenario *Low*, che sottende l'assunzione di un secondo forte *lockdown* a partire dalle prossime settimane e una ripresa economica più lenta a partire dal 2021, riportano invece una richiesta elettrica di 300 TWh per il 2020, al di sotto di oltre 3 TWh rispetto allo scenario *Reference*, e una richiesta pari a 314 TWh nel 2021 e a 316 TWh nel 2022.

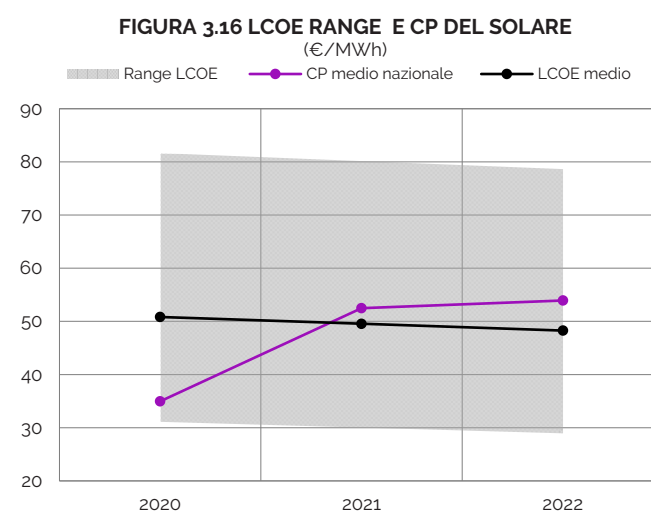
LE RINNOVABILI

Le previsioni sulla generazione rinnovabile per il 2020 e per il 2021, in condizioni climatiche normali, sono state mantenute invariate rispetto allo scorso *Energy Outlook*. Per il 2020, l'aggiornamento dello storico fino al 30 settembre (ultimo dato disponibile di Terna) mantiene la previsione per la generazione netta da fonti rinnovabili poco al di sotto dei 114 TWh, in linea con la produzione annuale del 2019. La generazione per il 2021 e il 2022 è invece attesa in rialzo rispetto al 2020 e rispettivamente pari a 117 TWh e 122 TWh.

La conferma delle previsioni dello scorso aggiornamento per il 2021 rispecchia il persistere delle condizioni di incertezza che ci hanno spinto a luglio ad adottare un approccio prudentiale nella stima della nuova capacità entrante. Tale approccio è stato esteso anche per la definizione delle attese sulla generazione nel 2022. Ciò nonostante, si sottolinea come lo scenario di prezzo elettrico *Reference*, previsto in questo *Energy Outlook*, sia tale da favorire la *market parity* per gli investimenti

nel settore fotovoltaico, che sembrava essersi sensibilmente allontanata quest'anno date le estremamente rischiose condizioni di mercato lungo. Il valore medio del costo livellato dell'energia (*Levelized Cost of Energy*, LCOE) in termini reali per un progetto di finanziamento di un nuovo impianto fotovoltaico, finanziato interamente tramite *equity* su un orizzonte di 20 anni e con un fattore di sconto del 7%, è potenzialmente coperto a partire dal 2021 dal prezzo catturato (o *captured price*) atteso per gli impianti fotovoltaici su MGP (l'andamento dei *captured prices* verrà discusso in seguito dopo la presentazione delle previsioni di prezzo).

Tali condizioni di mercato, in presenza di un auspicato snellimento delle procedure autorizzative per gli impianti rinnovabili, dovrebbero contribuire ad accelerare i nuovi investimenti, soprattutto nel comparto del fotovoltaico. Le prime tre aste del FER1 si sono mantenute corte per il significativo deficit di progetti autorizzati rispetto al contingente disponibile, e pertanto hanno garantito remunerazioni più elevate rispetto al mercato. Una nuova disponibilità di progetti autorizzati in concomitanza di un *trend* di mercato a consolidamento della *market parity* potrebbe nei prossimi bandi apportare esiti più concorrenziali. Alla luce dei quali il finanziamento degli impianti fotovoltaici potrebbe divenire pienamente sostenibile in assenza di incentivo e con *long-term* PPA.

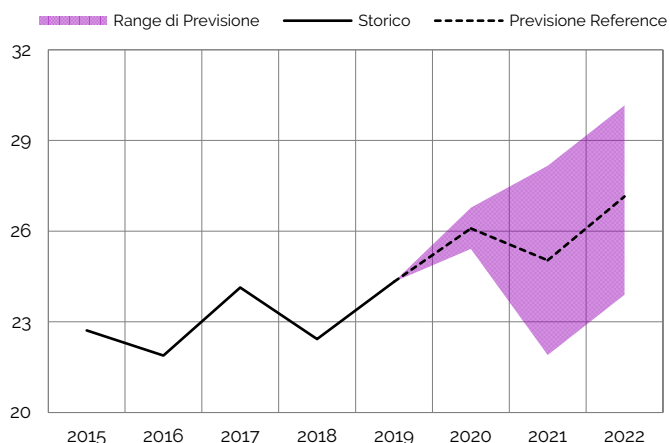


Fonte: previsioni REF-E basate su interviste a operatori di mercato

Per il settore eolico la *market parity* potrebbe essere raggiunta più avanti nel tempo, pertanto la partecipazione ai bandi del FER1 rimane l'opzione più significativa per i nuovi progetti. A fronte di una produzione fotovoltaica di poco inferiore a 25 TWh nel 2019, la generazione solare dovrebbe attestarsi a 26 TWh nel 2020, a 25 TWh nel 2021 e a 27 TWh nel 2022. Il livello maggiore di produzione previsto per il 2020 rispetto al 2021, è contestuale alle condizioni atmosferiche particolarmente favorevoli che hanno caratterizzato i primi nove mesi del 2020, dove infatti la produzione cumulata è stata di quasi 2 TWh superiore a quella del 2019 nello stesso periodo. Per la generazione eolica, si attende una generazione di poco inferiore a 19 TWh per il 2020, superiore a 19 TWh per il 2021 e di circa 21 TWh per il 2022. Per la produzione idroelettrica è invece prevista una produzione pari a 45 TWh per il 2020, e di poco inferiore a 49 TWh per il 2021 e per il 2022. A livello mensile, nello scenario *Reference*, la generazione *RES* copre oltre il 40% della richiesta elettrica nei mesi di aprile, maggio, giugno e agosto, sia nel 2021 che nel 2022. Il peso delle rinnovabili sulla domanda è invece più contenuto nei mesi invernali e autunnali per il minor contributo delle fonti rinnovabili, e a luglio per il maggiore livello della richiesta elettrica, contestuale all'aumento stagionale delle temperature e al maggior utilizzo dei condizionatori. A livello annuale, e sempre nello scenario *Reference*, le fonti rinnovabili dovrebbero contribuire alla copertura del consumo interno lordo nazionale (CIL) per una quota di circa il 37% nel 2020, il 36% nel 2021 e il 37% nel 2022. La crescita della quota di copertura del CIL dal 2019 (35%) al 2020 è interamente imputabile alla debolezza dei consumi nel 2020, mentre alla riduzione tra il 2020 e il 2021 è riconducibile a un incremento della domanda più che proporzionale rispetto all'aumento atteso della generazione rinnovabile tra 2020 e 2021. Il *range* di incertezza per la generazione rinnovabile è stato definito applicando una misura variabilità ai valori puntuali di riferimento.

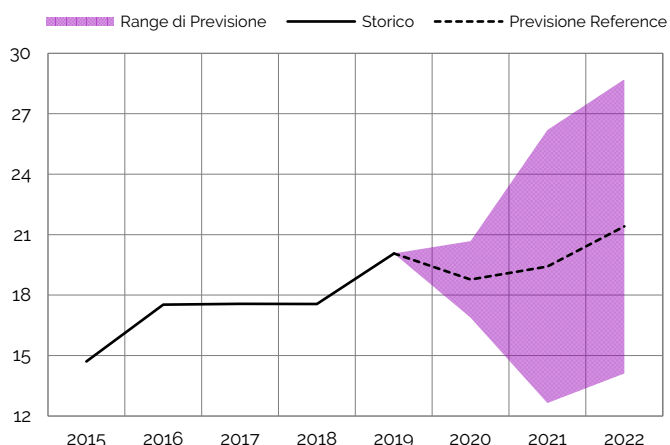
La variabilità è stata calcolata a livello orario e per fonte in base ai valori di deviazione standard del

FIGURA 3.17. FOTOVOLTAICO E RANGE DI PREVISIONE (TWh)



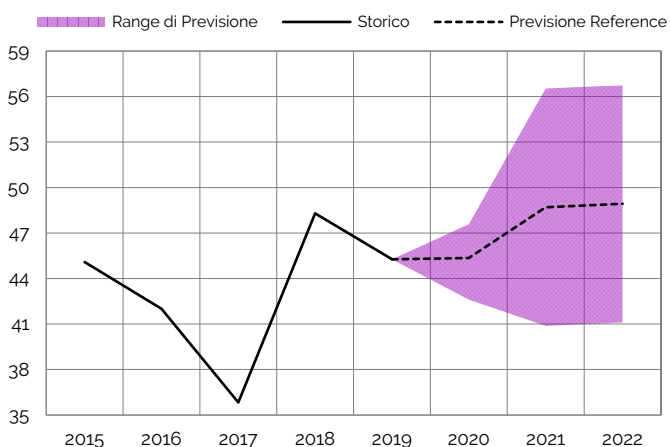
Fonte: GME, Terna e previsioni REF-E

FIGURA 3.18. EOLICO E RANGE DI PREVISIONE (TWh)



Fonte: GME, Terna e previsioni REF-E

FIGURA 3.19. IDROELETTRICO E RANGE DI PREVISIONE (TWh)



Fonte: GME, Terna e previsioni REF-E

load factor storico negli ultimi sei anni. Questa misura è stata aggiornata con lo storico fino a settembre 2020, portando quindi a una revisione del *range* di incertezza per la generazione da fonte

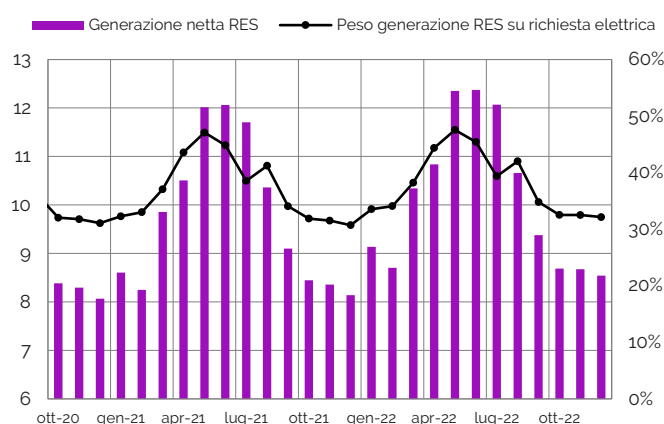
rinnovabile dei mesi estivi del 2021 rispetto allo scorso *Energy Outlook*.

La previsione *Low* della produzione rinnovabile si attesta a un valore di 108 TWh nel 2020, 100 TWh nel 2021 e 103 TWh nel 2022, a fronte di una previsione *High* rispettivamente di 118 TWh, 135 TWh e 140 TWh. Il *range* più ristretto previsto per il 2020 è chiaramente dovuto alla minore incertezza sulla previsione annua visto che quest'ultima include nove mesi di storico.

IMPORT

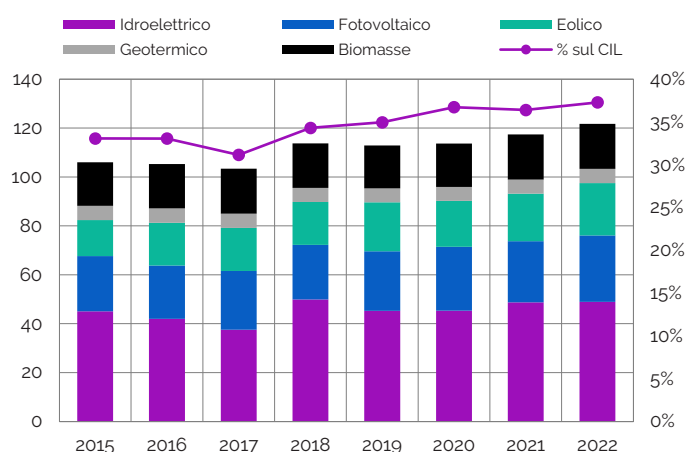
Le attese sulle importazioni nello scenario Reference sono state riviste al ribasso rispetto allo scorso *Energy Outlook*. Le previsioni attuali riportano un livello di import di energia elettrica pari a 32 TWh nel 2020 e 39 TWh nel 2021, contro i 34 TWh e i 45 TWh previsti a luglio.

FIGURA 3.20. GENERAZIONE NETTA RES MENSILE PREVISTA (sx, TWh) E PESO SU RICHIESTA ELETTRICA ATTESA (dx, %)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e previsioni REF-E

FIGURA 3.21. GENERAZIONE NETTA ANNUALE RES (sx, TWh) E LORDA SUL CIL (dx, %)



Fonte: Terna e stime REF-E

La revisione al ribasso delle stime per il 2020 è stata il risultato dell'aggiornamento dello storico fino a ottobre 2020.

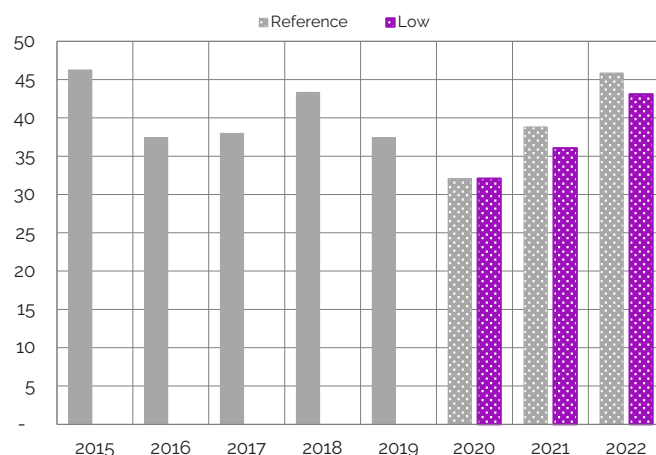
Le importazioni dei mesi del terzo trimestre sono sempre risultate inferiori rispetto a quelle previste a luglio, e il recupero di ottobre non è stato sufficiente a controbilanciare la riduzione dei tre mesi precedenti.

Rispetto allo scorso aggiornamento, sono state poi riviste le attese sul saldo delle importazioni dal Montenegro per il 2020, portandolo da 1 TWh a 0,5 TWh, visto il funzionamento del cavo in export per alcuni mesi nel primo semestre del 2020. A novembre e dicembre, si prevede che il cavo funzioni in import verso l'Italia, in linea con gli ultimi dati di Terna, con i dati delle aste sulla capacità di transito tra Italia e Montenegro per novembre e con l'andamento dei prezzi elettrici nei Balcani, che di recente sono rimasti mediamente inferiori al prezzo della zona Centro-Sud.

Anche le attese di import dal Montenegro per il 2021 sono state ridotte da 2 TWh a 1 TWh, mentre ci attendiamo una stabilizzazione dell'import a circa 2 TWh a partire dal 2022.

L'aspettativa di un utilizzo del cavo in import nei prossimi due anni è supportata dal rafforzarsi delle condizioni favorevoli alla produzione a lignite nei Balcani rispetto a quella a gas in alcuni mesi dei prossimi due anni e dal peso dell'idroelettrico nel mix di generazione elettrica del Montenegro.

FIGURA 3.22. SALDO ANNUALE IMPORT NETTO DALL'ESTERO (TWh)



Fonte: Terna e Previsioni REF-E

Sono invece in ripresa le previsioni sulle importazioni francesi negli ultimi mesi dell'anno, visto l'aumento della capacità nucleare francese dopo gli interventi di manutenzione nella seconda parte del 2020 e la revisione al rialzo da parte di EDF della produzione nucleare attesa per il 2020, portata dai 315-325 TWh previsti a luglio ad un range di 325-335 TWh. Nonostante la revisione al rialzo delle stime di produzione per il 2020, EDF non ha modificato le previsioni per il 2021, lasciandole pari a un valore compreso tra i 330 TWh e i 360 TWh, al di sotto di 50 TWh e di 20 TWh rispetto all'energia prodotta da fonte nucleare nel 2019 (circa 380 TWh). Le nostre attese per il 2021 continuano quindi a scontare una riduzione dell'import dalla frontiera nord, dovuto a una parziale indisponibilità del nucleare francese anche per il 2021.

La revisione al ribasso delle attese sulle importazioni nel 2021 è però principalmente riconducibile al rinvio degli interventi di rinforzo di rete con la Francia e l'Austria. Il rinforzo della linea di Piossasco Grand tra il nord Italia e la Francia, inizialmente previsto per una capacità di 1200 GW nel 2020, e poi rimandato al 2021 e ridotto a 600 GW, è stato ulteriormente posticipato alla primavera 2022. Lo stesso rinvio è stato previsto per l'incremento di 150 GW per la linea Naurdes-Glorenza, tra Austria e Italia. L'assimilazione di questi rinforzi di rete nel nostro scenario previsivo per il 2022, e le considerazioni sul *trend* di ripresa della domanda elettrica italiana, portano le nostre attese sul livello di importazioni nette nel 2022 a 46 TWh.

Per le previsioni di import è stato definito uno scenario alternativo, basato sull'attesa di un inferiore livello di disponibilità nucleare francese nel 2021 e nel 2022, a causa di un nuovo ritardo degli interventi di manutenzione in seguito alla reintroduzione di nuove misure restrittive per il diffondersi della pandemia. Lo scenario di import *Low*, basato sull'attesa di una produzione nucleare francese pari a 330 TWh nel 2021 (il limite minimo

attualmente previsto da EDF), prevede delle importazioni nette per l'Italia pari a circa 36 TWh nel 2021 e 43 TWh nel 2022, rispettivamente 3 TWh e 2 TWh al di sotto delle previsioni *Reference*.

LA DOMANDA CONTENDIBILE E LA PRODUZIONE CCGT

Nello scenario di riferimento, l'attesa di condizioni di *switch* favorevoli per gli impianti a gas, la ripresa della domanda elettrica, e le aspettative di un livello basso di importazioni, a fronte di una generazione rinnovabile nella norma, sostengono la marginalità degli impianti CCGT nella definizione dei prezzi di mercato³.

Nel complesso, la domanda contendibile, pari alla differenza tra la richiesta elettrica e la somma di importazioni nette e generazione *RES*, è attesa a un livello di 158 TWh nel 2020, in calo del 6% rispetto al 2019. La ripresa nel 2021 dovrebbe portarla a oltre 160 TWh (+2%, a/a), ma con il recupero delle importazioni e il progressivo aumento del peso delle rinnovabili, la domanda contendibile dovrebbe scendere sotto i 155 TWh nel 2022. La produzione CCGT è attesa pari a 92 TWh nel 2020, 96 TWh nel 2021 e 91 TWh nel 2022, circa il 60 % della rispettiva domanda contendibile.

IL PREZZO ELETTRICO SU MGP

Le condizioni finora descritte ci portano ad attendere uno scenario di ripresa per il PUN nei prossimi due anni. Nello scenario *Reference*, il 2020 si dovrebbe chiudere con un PUN medio pari a 39.0 €/MWh (-26%, rispetto al 2019), con i prezzi di novembre e dicembre attesi in salita rispetto a ottobre e, in media, sopra alla soglia dei 50 €/MWh. Il prezzo medio *Reference* previsto per il 2021 e per il 2022 è invece, in entrambi i casi, pari a 55.9 €/MWh, a fronte di diverse condizioni sottostanti. Nel 2022, rispetto al 2021, i maggiori costi per gli impianti a gas, legati all'incremento dei prezzi delle

³ Nello scenario *Reference*, il numero di ore in cui il sistema elettrico italiano risulta in *overgeneration* per la generazione rinnovabile è limitato a un totale di 8 ore distribuite tra marzo e giugno 2021.

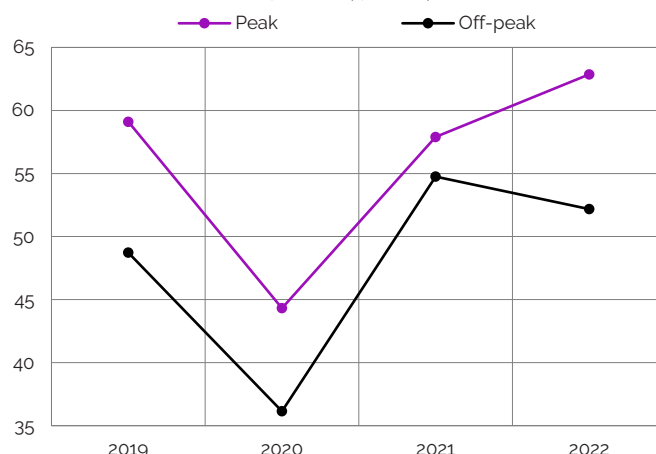
commodities, sono infatti controbilanciati da un calo dei margini degli impianti CCGT in seguito al minor spazio contendibile per il rialzo delle importazioni e della generazione *RES*.

Il rapporto tra prezzo *peak-load* e prezzo *off-peak* è atteso pari al 23% nel 2020, in aumento di oltre 2 punti percentuali rispetto al 2019, mentre nel 2021 si dovrebbe ridurre al 6%. La contrazione del divario tra i due prezzi nel 2021 è contestuale all'incremento della domanda contendibile dei CCGT. Infatti, con l'incremento della domanda contendibile, i CCGT dovrebbero riuscire a ottenere un *mark-up* maggiore su un *range* di ore più esteso, incrementando il prezzo anche nelle ore fuori picco. Con una ripresa delle importazioni più che proporzionale rispetto alla ripresa della domanda tra il 2021 e il 2022 e la riduzione attesa dello spazio contendibile degli impianti termoelettrici, ci aspettiamo che il rapporto tra prezzi *peak-load* e *off-peak* torni a un valore di circa il 20% nel 2022.

Le previsioni dello scenario di riferimento sono accompagnate da *range* di incertezza ottenuti facendo variare le diverse variabili sottostanti il prezzo negli intervalli descritti sopra. Le variabili considerate per le analisi di sensibilità sono:

- la richiesta elettrica
- i prezzi delle *commodities*
- la generazione *RES*
- le importazioni nette.

FIGURA 3.24. PUN MEDIO ANNUALE PER FASCIA ORARIA (€/MWh)

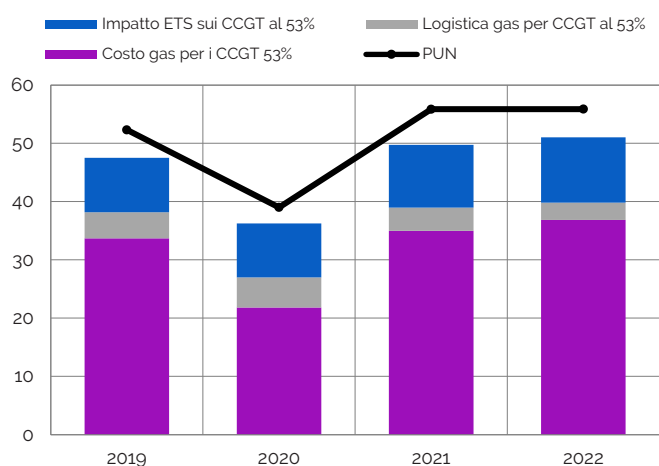


Fonte: dati GME e simulazioni con Elfo++

Gli scenari di domanda elettrica *Reference*, *High* e *Low* sono sempre associati ai rispettivi scenari di prezzo delle *commodities*, visto che sia gli scenari di domanda elettrica che quelli delle *commodities* sono stati costruiti sulle stesse ipotesi di evoluzione della ripresa economica. I tre scenari, *Reference*, *High* e *Low*, di domanda e *commodities*, sono poi stati combinati con i tre scenari sulla generazione rinnovabile. In tutti queste sensibilità le importazioni sono state mantenute costanti e pari al livello *Reference*. Per le importazioni *Low*, è stata svolta una sensibilità aggiuntiva che considera solo lo scenario di domanda e *commodities* più ribassista, visto che l'ipotesi di una minore disponibilità del nucleare francese rispetto allo scenario *Reference* è legato a un nuovo impatto fortemente negativo della pandemia tra questo autunno e il prossimo inverno, che è anche assimilato dallo scenario di domanda e *commodities Low*.

La Tabella 4.1 riassume i risultati delle analisi di sensibilità sul PUN. In linea con le attese, a parità di altre condizioni, il prezzo elettrico medio è maggiore per la domanda e i prezzi delle *commodities* dello scenario *High*, vista la maggiore domanda contendibile gas e i più alti costi coperti dagli impianti termoelettrici, che, essendo marginali, determinano il prezzo di mercato. Al contrario, a parità di altre condizioni, un aumento della generazione rinnovabile riduce lo spazio contendibile degli impianti termoelettrici

FIGURA 3.23. COMPONENTI DEL PUN (€/MWh)



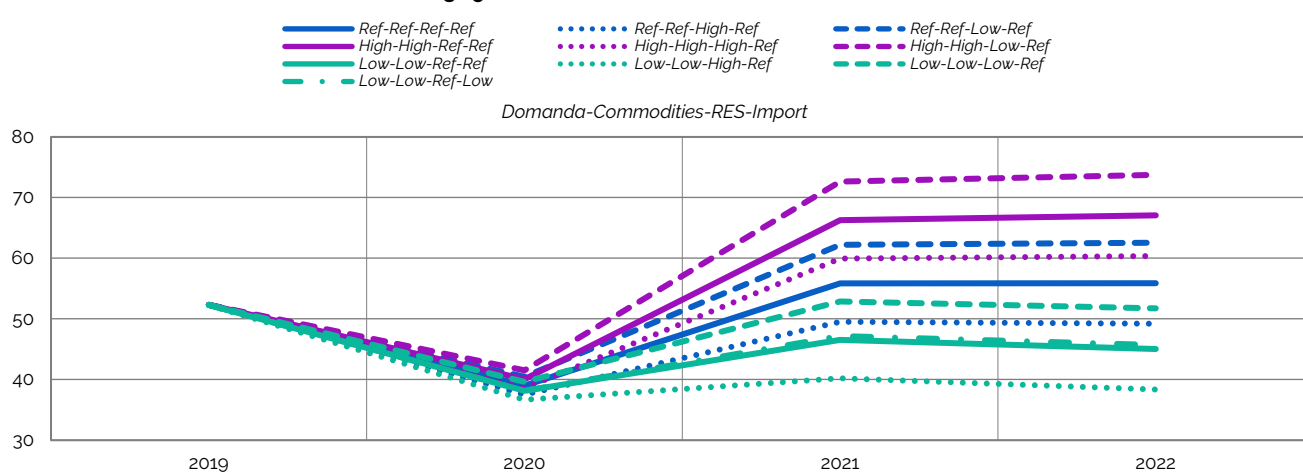
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e Reuters e previsioni con Elfo++

TABELLA 3.1. SENSITIVITA' SUL PREZZO ELETTRICO (€/MWh)

FATTORI DI INCERTEZZA	SCENARI									
Domanda elettrica	Ref	Ref	Ref	High	High	High	Low	Low	Low	Low
Commodities (Gas, Carbone, CO ₂)	Ref	Ref	Ref	High	High	High	Low	Low	Low	Low
Generazione RES	Ref	High	Low	Ref	High	Low	Ref	High	Low	Ref
Importazioni nette	Ref	Ref	Ref	Ref	Ref	Ref	Ref	Ref	Ref	Low
PUN 2020	39.0	37.5	40.5	40.1	38.6	41.5	38.2	36.7	39.6	38.2
PUN 2021	55.9	49.5	62.2	66.3	59.9	72.6	46.5	40.2	52.9	47.2
PUN 2022	55.9	49.2	62.6	67.1	60.4	73.8	45.0	38.4	51.7	45.7

Fonte: elaborazioni REF-E tramite Elfo++ e STEP

FIGURA 3.25. SENSITIVITA' SULLE PREVISIONI PUN (€/MWh)



Fonte: dati GME e previsioni REF-E con Elfo++ e STEP

e, aumentando la competitività del mercato, influenza negativamente il prezzo. Un livello più basso delle importazioni nette (*Low*) comporta invece un contenuto rialzo del prezzo elettrico, andando a innalzare la domanda contendibile gas e riducendo il livello di competizione per gli impianti termoelettrici nazionali.

Nel complesso gli scenari con i prezzi più estremi risultano essere lo scenario con domanda elettrica e prezzi delle *commodities* *High*, generazione rinnovabile *Low* e importazioni nette *Reference*, per quanto riguarda i prezzi più alti, e lo scenario con domanda elettrica e prezzi delle *commodities* *Low*, rinnovabili *High* e import *Reference* per i prezzi più bassi.

Tuttavia, la probabilità che la generazione *RES* rimanga per tutti i mesi dell'anno in linea con i livelli ipotizzati per gli scenari *High* e *Low* è molto contenuta, e i prezzi così identificati rappresentano

quindi degli scenari estremi. Il *range* di variabilità attesa del PUN medio annuale preso come riferimento è quindi quello definito dagli scenari di domanda, di *commodities* e di import, pur considerando che in alcuni mesi la variabilità delle rinnovabili potrebbe influire sul prezzo portandolo fuori da questo *range*.

Lo scenario con domanda e prezzi *commodities* *Low*, rinnovabili *Reference* e import *Low*, che definisce il limite inferiore del nostro *range* di previsione, riporta un prezzo di 38.2 €/MWh nel 2020, di 47.2 €/MWh nel 2021 e di 45.7 €/MWh nel 2022, mentre il limite superiore del *range* di prezzo, definito dallo scenario con domanda e prezzi *commodities* *High*, rinnovabili *Reference* e import *Reference*, riporta dei prezzi per il 2020, il 2021 e il 2022, rispettivamente pari a 40.1 €/MWh, 66.3 €/MWh e 67.1 €/MWh. Queste attese di riflesso su un'ampiezza dell'intervallo di previsione pari a circa

2 €/MWh nel 2020, 19 €/MWh nel 2021 e 21 €/MWh nel 2022.

Nonostante l'elevata rischiosità che, in questo momento, riguarda le diverse variabili di mercato, le nostre simulazioni mostrano che il PUN medio annuo atteso dovrebbe comunque discostarsi di un valore massimo di circa 10 €/MWh dalle nostre previsioni di riferimento qualora anche le più estreme condizioni di richiesta elettrica, *commodities* e import dovessero verificarsi. Anche considerando la più elevata variabilità delle rinnovabili, e il rischio di un maggior numero di ore con situazioni di *overgeneration* rinnovabile, i prezzi medi 2021 e 2022 scendono a un valore minimo in linea con quello medio del 2020, corrispondente a un differenziale massimo di circa 15 €/MWh rispetto al prezzo *Reference*.

Le quotazioni *forward* a oggi sono allineate con il limite inferiore del *range* atteso per il prezzo elettrico. Esse scontano infatti i segnali negativi sull'evoluzione della pandemia e sulle conseguenti effetti economici e sono coerenti con le ipotesi sottostanti il nostro scenario *Low*.

IL CLEAN SPARK SPREAD

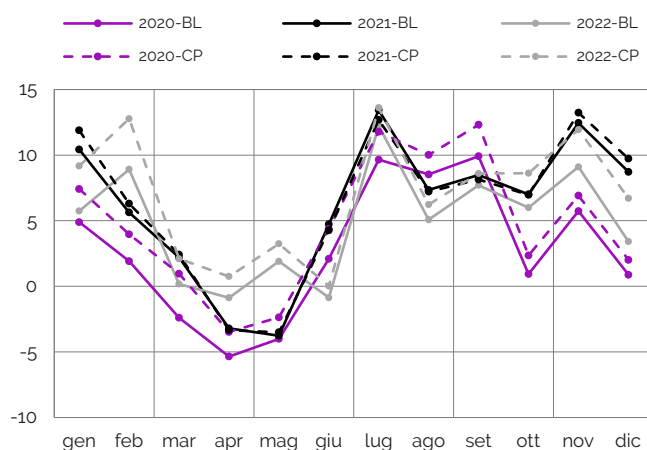
Nello scenario *Reference*, il CSS *baseload* medio annuo per gli impianti a ciclo combinato con efficienza al 53%, calcolato in relazione al PUN *baseload*, dovrebbe raggiungere un valore di 2.8

€/MWh nel 2020, circa 2 €/MWh al di sotto del valore medio del 2019 (4.8 €/MWh), con l'attesa che i margini rimangano positivi negli ultimi due mesi dell'anno.

Il CSS *captured*, calcolato in relazione al prezzo effettivamente catturato su MGP dagli impianti CCGT con efficienza al 53%, dovrebbe invece attestarsi a un valore medio di 4.7 €/MWh, segnalando un differenziale positivo tra il prezzo medio catturato degli impianti CCGT e il PUN per il 2020.

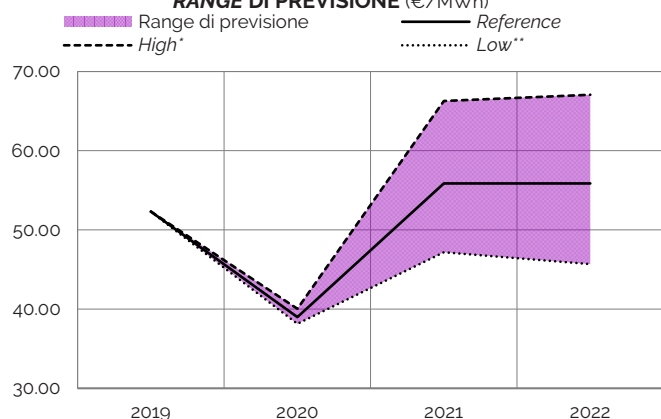
A livello mensile, il CSS *captured* si mantiene al di sopra del CSS *baseload* anche nel 2021 e nel 2022, con la sola eccezione dei mesi centrali del 2021, dove il differenziale tra i due margini si riduce

FIGURA 4.27. CSS BASELOAD E CAPTURED (€/MWh)



Dati storici fino al 30 ottobre 2020, poi previsioni REF-E
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e Reuters

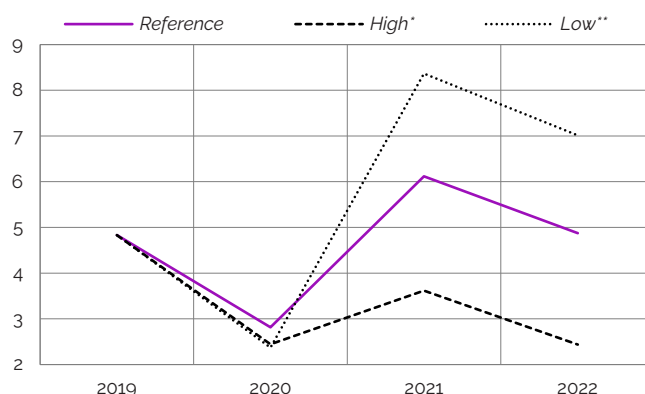
FIGURA 3.26. PUN: PREVISIONE REFERENCE E RANGE DI PREVISIONE (€/MWh)



*scenario High: richiesta High, commodities High, generazione RES Ref e import Ref
**scenario Low: richiesta Low, commodities Low, generazione RES Ref e import Low

Fonte: dati GME e previsioni REF-E con Elfo++ e STEP

FIGURA 3.28. CSS BASELOAD-CCGT 53%: PREVISIONE SCENARIO REFERENCE, HIGH* E LOW** (€/MWh)



*scenario High: domanda High, commodities High, generazione RES Res e import Ref
**scenario Low: domanda Low, commodities Low, generazione RES Res e import Low

Fonte: dati Reuters e GME e previsioni REF-E con Elfo++ e STEP

fino a portare il CSS *captured* di poco al di sotto al CSS *baseload*. L'andamento stagionale segue invece in media quello osservato nel 2020, con cali della marginalità nei mesi primaverili, quando la domanda contendibile gas si riduce per il maggiore livello della generazione rinnovabile e per la domanda più contenuta, e un valore massimo a luglio, quando la richiesta elettrica nazionale è maggiore.

Sempre su base mensile, il CSS *baseload* nel 2021 si mantiene al di sopra dei livelli 2020, vista la ripresa attesa della domanda contendibile gas rispetto all'anno precedente, con l'eccezione dei mesi agosto e settembre, che nel 2020 sono stati particolarmente favorevoli alla marginalità dei CCGT per l'alto livello della richiesta elettrica e il limitato apporto delle importazioni.

Nel 2022, si attende invece una generalizzata riduzione dei margini rispetto al 2021, e in alcuni mesi anche rispetto al 2020, a causa dell'incremento della competizione per gli impianti CCGT in seguito a un aumento atteso delle importazioni e della generazione rinnovabile più che proporzionale rispetto alla ripresa della richiesta elettrica, nonostante le condizioni di *switch* rimangano favorevoli.

A livello annuale il CSS *baseload* nel 2021 dovrebbe raggiungere un livello medio di 6.2 €/MWh, oltre il doppio di quello nel 2020, mentre nel 2022 dovrebbe attestarsi a un valore medio di 4.9 €/MWh, circa 1 €/MWh al di sotto del 2021.

Anche sotto le ipotesi degli scenari *High* e *Low* (con la generazione rinnovabile mantenuta al livello *Reference*), il CSS *baseload* rimarrebbe, in media, saldamente positivo sia nel 2021 che nel 2022. I margini previsti per lo scenario *Low* sono maggiori di quelli *Reference* e di quelli *High* per la debolezza del prezzo gas e l'alto livello del prezzo della CO₂ previsti da questo scenario, che favoriscono maggiormente le condizioni di *switch* rispetto agli scenari alternativi.

I CAPTURE PRICES DEL SOLARE E DELL'EOLICO

Il PUN medio mensile non fornisce un riferimento per la valutazione della remunerazione delle fonti rinnovabili. I ricavi delle fonti rinnovabili sono infatti legati al prezzo di chiusura del mercato nelle ore in cui gli impianti sono operativi,

Questa distinzione è particolarmente rilevante per gli impianti fotovoltaici che operano nelle ore centrali della giornata, dove prevalgono prezzi inferiori, e meno per gli impianti eolici, la cui produzione è generalmente distribuita sulle 24 ore della giornata ed è in grado di catturare anche i prezzi del picco serale.

I prezzi effettivamente catturati dagli impianti rinnovabili sono stati quindi calcolati ponderando il profilo di prezzo per il profilo di produzione assunto. Nel corso del 2020, il divario tra il prezzo catturato dagli impianti fotovoltaici⁴ e il PUN medio è stato massimo ad aprile e maggio, quando il crollo della domanda elettrica, riducendo la domanda contendibile termoelettrica, ha amplificato l'effetto di cannibalizzazione sul prezzo della generazione solare nelle ore centrali della giornata, quando più volte sono stati registrati prezzi a zero o comunque inferiori a 10 €/MWh.

A partire da giugno, con la ripresa della domanda e con l'incremento del numero di ore giornaliere di funzionamento degli impianti solari, il divario tra il PUN medio e i prezzi catturati si è ridotto, raggiungendo valori medi vicini allo zero a luglio e a settembre.

Per il 2020, i *captured prices* medi mensili del fotovoltaico per lo scenario *Reference* si attestano a un valore medio di circa 38 €/MWh, poco più di 1 €/MWh al di sotto del PUN medio previsto per quest'anno.

I *captured price* medi attesi per il 2021 e per il 2022 sono invece compresi tra i 54 e 55 €/MWh, con un divario rispetto al PUN medio di poco più ampio nel 2021 rispetto al 2022.

⁴ I CP sono stati calcolati con riferimento al PUN e al profilo di generazione nazionale.

I prezzi catturati dagli impianti eolici, risentendo in maniera inferiore dell'effetto cannibalizzazione del solare, includendo anche i prezzi del picco serale, e sono attesi sempre di poco superiori al PUN medio.

In particolare, le nostre previsioni *Reference* riportano dei *captured prices* per l'eolico pari a 39 €/MWh nel 2020 e a 56 €/MWh nel 2021 e nel 2022.

FIGURA 3.29. CAPTURED PRICES DEL SOLARE
(sx: TWh, dx: €/MWh)

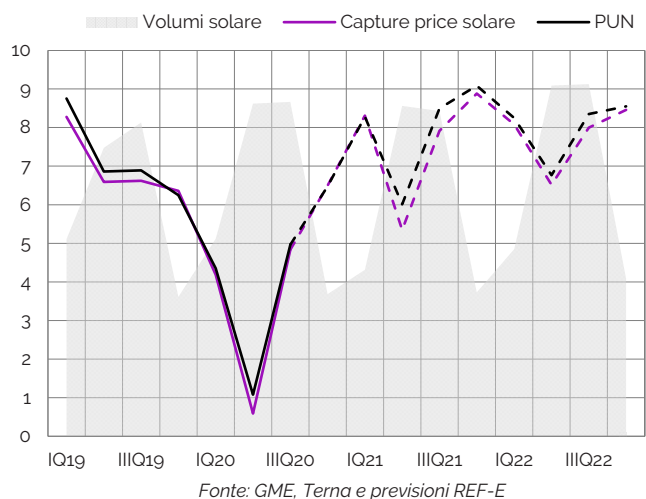
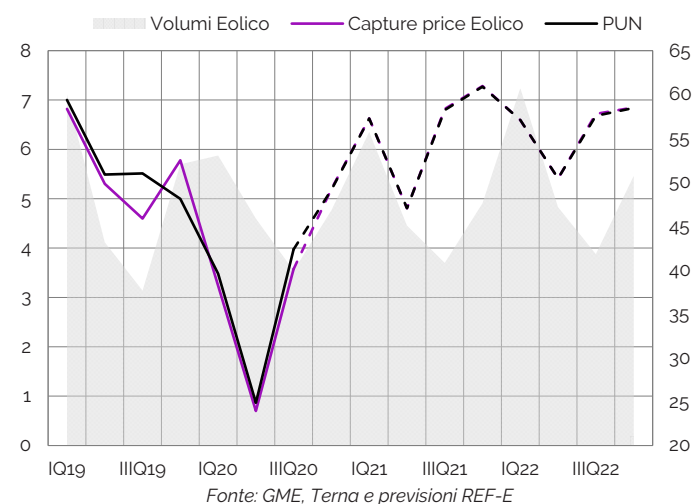


FIGURA 3.30. CAPTURED PRICES DELL'EOLICO
(sx: TWh, dx: €/MWh)



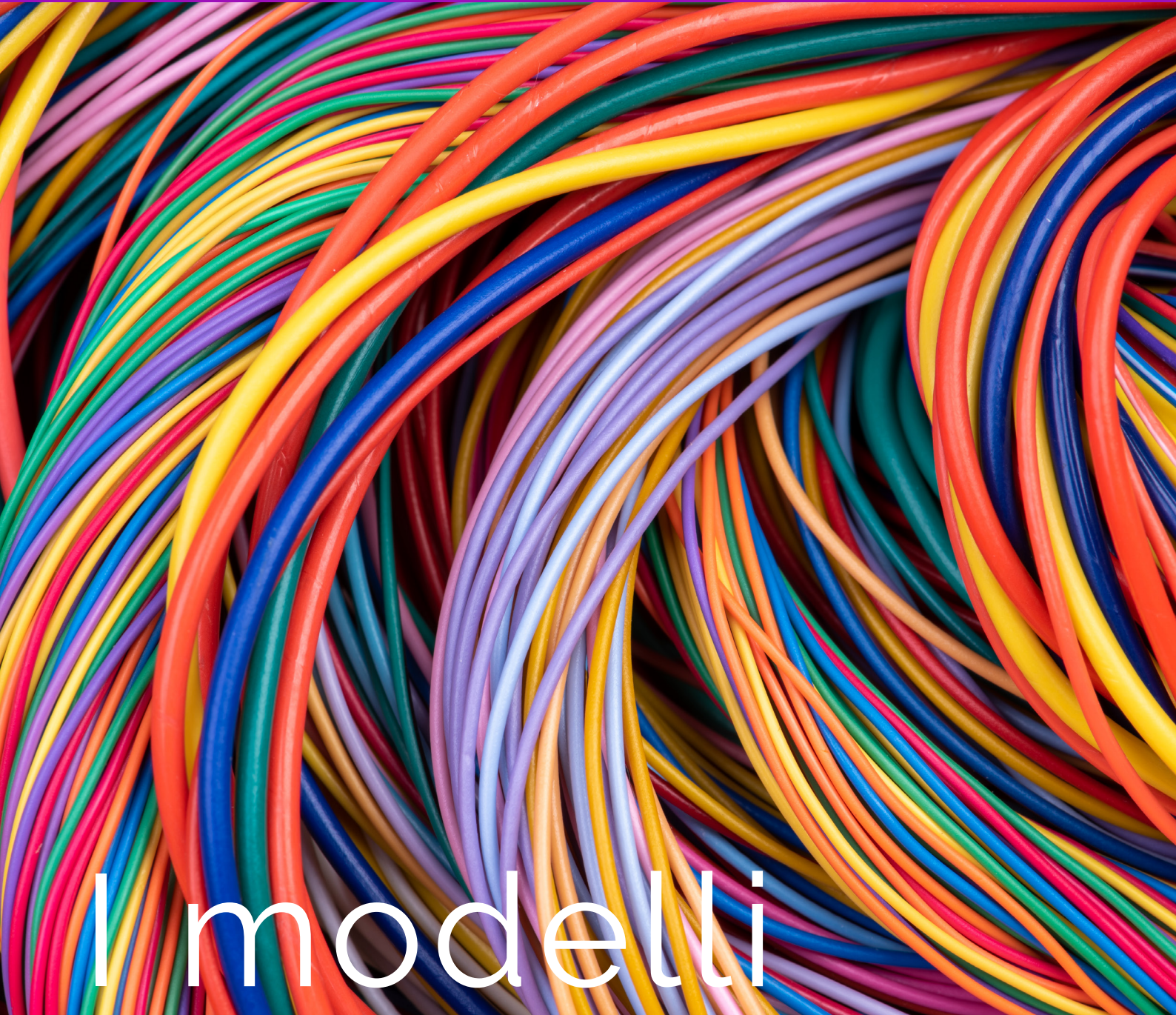
APPENDICE 1. TABELLA DI SINTESI DEGLI SCENARI*

	2019	2020 <i>Reference</i>	2021 <i>Reference</i>	2022 <i>Reference</i>	2020 <i>High</i>	2021 <i>High</i>	2022 <i>High</i>	2020 <i>Low</i>	2021 <i>Low</i>	2022 <i>Low</i>
 Mercati del petrolio e scenario macroeconomico										
PIL (% variazione a/a)	0.3%	-9.0%	5.0%	3.2%	-8.8%	6.0%	4.6%	-11.0%	4.5%	2.5%
Prezzo Brent (\$/bbl)	63.6	42.6	42.0	44.1	43.7	52.9	60.8	41.9	30.5	29.0
Tasso di cambio (€/€)	1.12	1.14	1.19	1.20	-	-	-	-	-	-
 Mercato del gas naturale										
Prezzo gas al PSV (€/MWh a PCS) ⁽¹⁾	16.2	10.5	16.8	17.7	11.1	23.2	24.8	10.3	11.4	11.4
Spread PSV-TTF (€/MWh a PCS)	2.6	1.4	1.4	0.6	1.4	1.4	0.6	1.4	1.4	0.6
Costo di logistica variabile gas (€/MWh a PCI)	2.4	2.7	2.1	1.6	2.7	2.1	1.6	2.7	2.1	1.6
 Mercato del carbone e dei permessi di emissione										
Prezzo carbone (\$/t) ⁽²⁾	61.5	49.7	58.0	63.9	50.7	64.9	72.4	48.8	49.5	50.7
Prezzo carbonio (€/tCO ₂ eq)	24.8	24.4	28.6	29.7	24.3	27.3	26.6	24.4	29.5	31.7
 PUN e componenti di costo										
PUN (€/MWh) ⁽³⁾	52.3	39.0	55.9	55.9	40.1	66.3	67.1	38.2	47.2	45.7
Costo gas (€/MWh) ⁽⁴⁾	38.2	27.0	39.0	39.8	28.3	52.4	54.6	26.5	27.7	26.8
Costo carbone (€/MWh) ⁽⁴⁾	27.5	22.8	24.9	26.7	23.2	27.3	29.6	22.5	22.0	22.2
Onere ETS - impianti CCGT (€/MWh) ⁽⁵⁾	9.3	9.2	10.8	11.2	9.2	10.3	10.0	9.2	11.1	11.9
Onere ETS - impianti a carbone (€/MWh) ⁽⁶⁾	23.8	23.3	27.5	28.5	23.3	26.1	25.5	23.4	28.3	30.3
CSS (€/MWh)	4.8	2.8	6.1	4.9	2.5	3.6	2.4	2.5	8.4	7.0
CDS (€/MWh)	11	-7.2	3.5	0.7	-6.5	12.9	11.9	-7.7	-3.0	-6.9
 Consumi										
Domanda elettrica (TWh)	319.6	303.4	316.6	320.5	303.6	318.4	324.1	300.2	313.5	315.7
Domanda elettrica (% variazione a/a)	-0.6%	-5.1%	4.3%	1.2%	-5.0%	4.9%	1.8%	-6.1%	4.4%	0.7%
Domanda gas (Gmc)	73.8	70.0	74.0	72.8	-	-	-	-	-	-
Domanda gas (% variazione a/a)	2.3%	-5.2%	5.7%	-1.7%	-	-	-	-	-	-
Generazione netta da fonti rinnovabili (TWh)	114.0	113.7	117.4	121.7	118.5	135.1	140.2	108.4	99.7	103.3
Idroelettrico	45.3	45.3	48.7	48.9	47.6	56.5	56.8	42.6	40.9	41.1
Eolico	20.1	18.8	19.4	21.4	20.7	26.2	28.7	16.9	12.6	14.1
Fotovoltaico	24.6	26.1	25.0	27.1	26.8	28.1	30.5	25.4	22.0	23.8
Geotermico	5.7	5.7	5.8	5.8	5.7	5.8	5.8	5.7	5.8	5.8
Biomasse e RSU	18.4	17.8	18.4	18.4	17.8	18.4	18.4	17.8	18.4	18.4
Import	37.4	32.1	38.8	45.9	-	-	-	32.1	36.0	43.1
Domanda contendibile	168.1	157.6	160.4	152.9	-	-	-	159.8	177.7	169.3

* Aggiornato al 16 Novembre 2020

⁽¹⁾ Al netto dei costi di logistica dal PSV alla centrale⁽²⁾ Al netto dei costi di logistica⁽³⁾ In tutti gli scenari di PUN la generazione RES coincide a quella *Reference*⁽⁴⁾ Inclusa logistica⁽⁵⁾ CCGT con rendimento 53%⁽⁶⁾ 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.

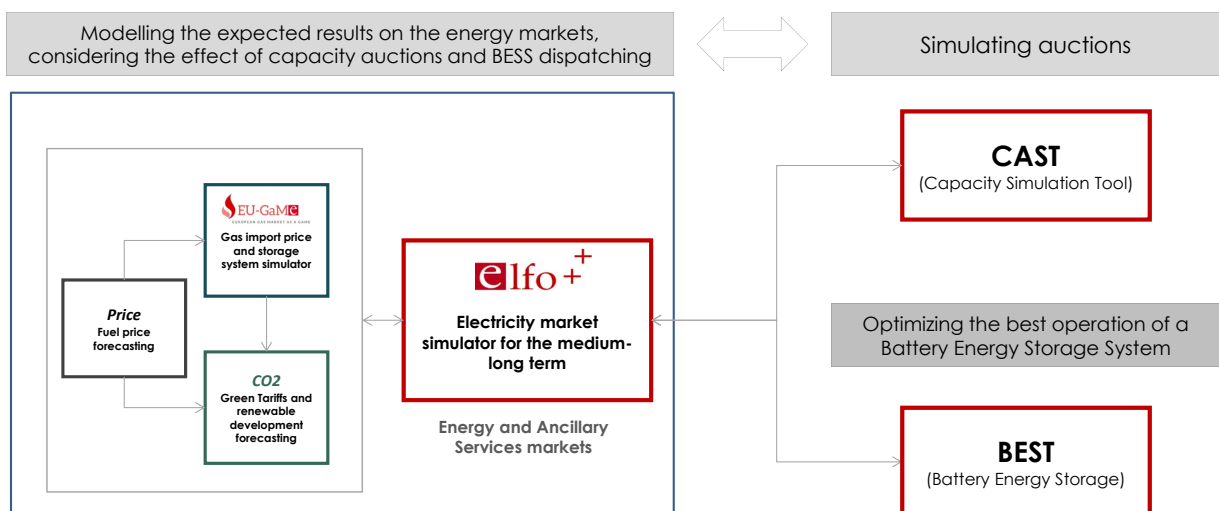
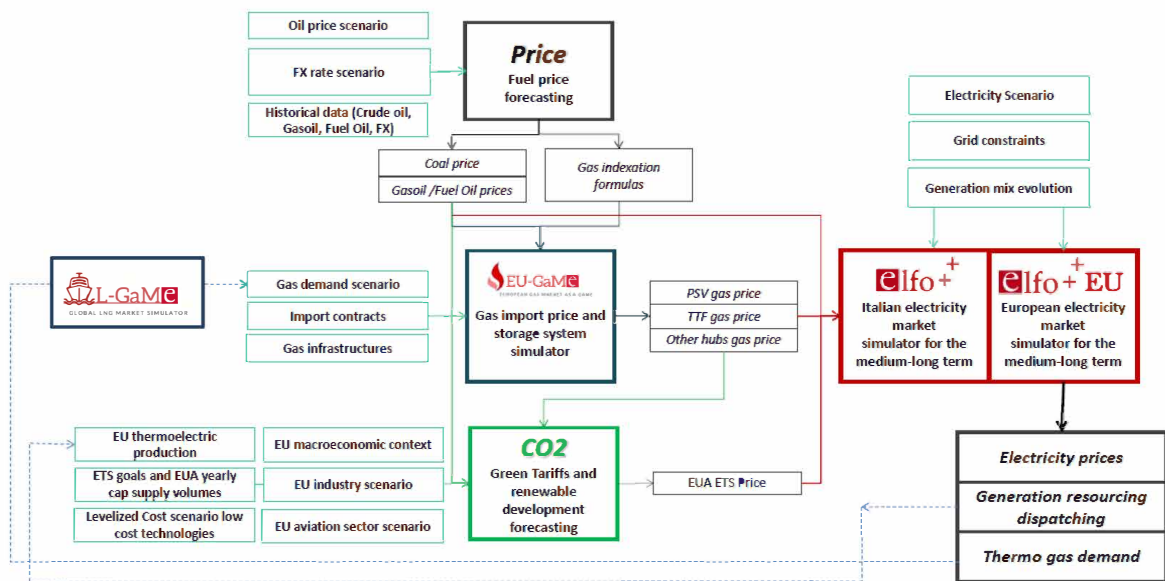
Per i Clienti è prevista la possibilità di partecipare attivamente allo sviluppo dei modelli con proposte e specifiche richieste. Inoltre, per i Clienti che decidono di acquistare da subito i modelli REF-E sono previste vantaggiose condizioni di pagamento.

Per informazioni contattare:

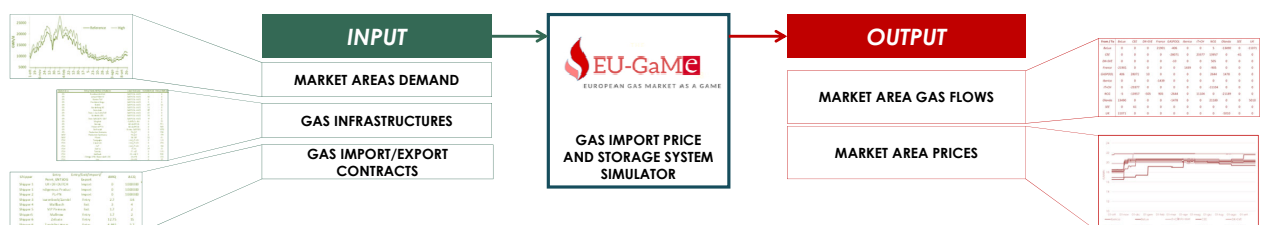
Ing. Virginia Canazza
tel. +39 02 43441030
E-mail: virginia.canazza@ref-e.com

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

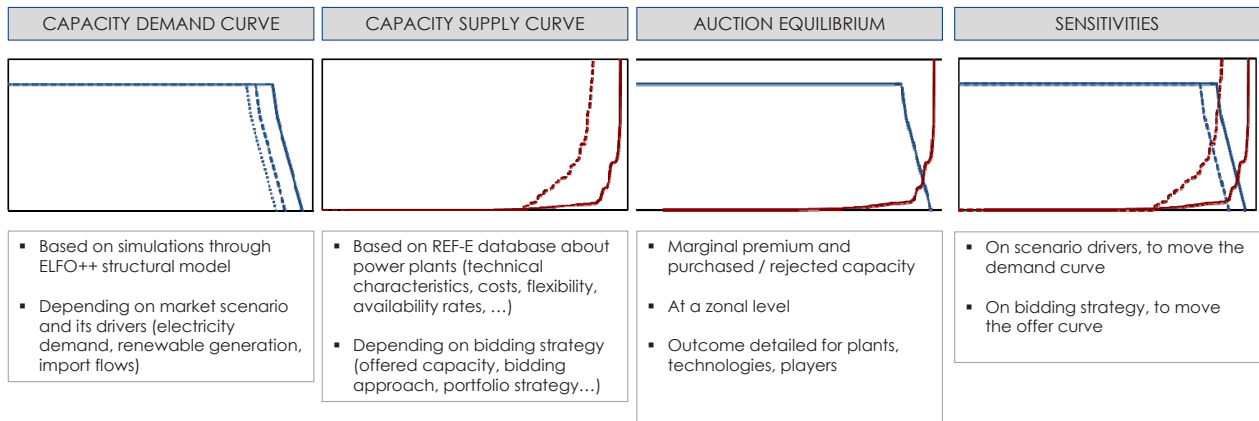
- The market scenario: demand, import costs, pipe storage and LNG capacities

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

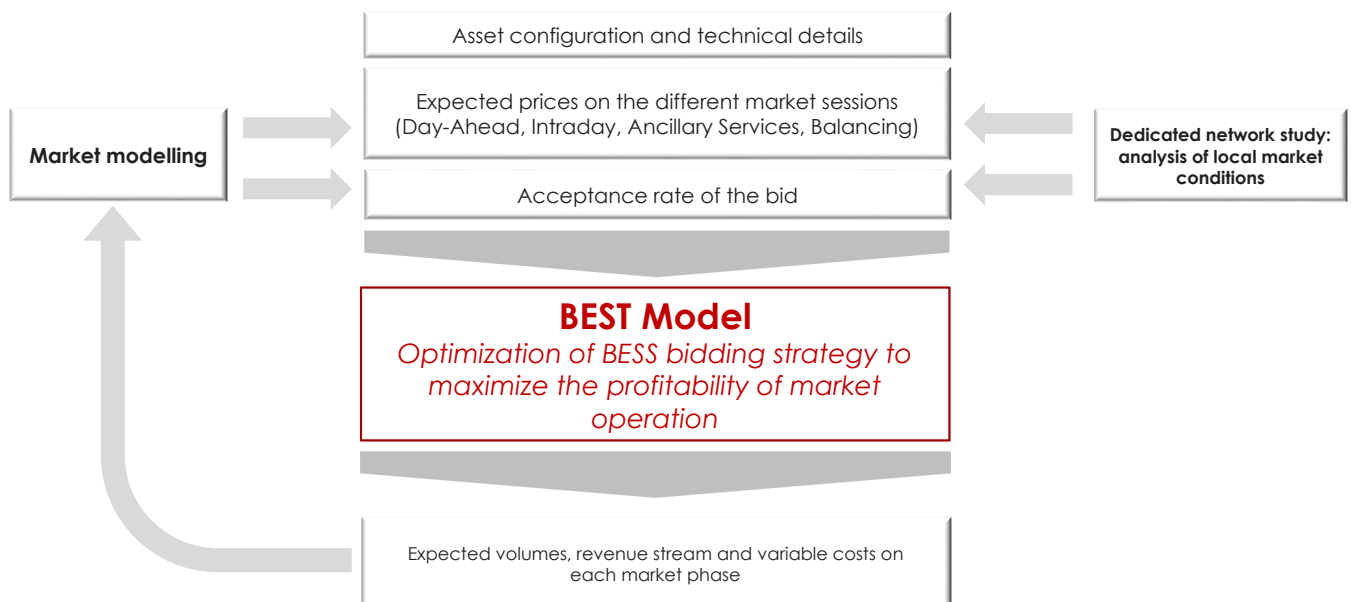


CAST (Capacity Strategic Tool)

- 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 Checola, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Antonio De Paola, Elena Ferri, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Valeria Ghirardi, Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Alejandro Sanchez Ben, Ralph Sassun, Clio Scandola

EDITORE

REF-E srl

Via Gioberti 5 - 20123 Milano

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

PRESIDENTE

Pia Saraceno

SEGRETERIA, EDITING E GRAFICI

Dalia Imperatori

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

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

SOTTOSCRITTORI

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