



Sottoscrittori

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

1. SCENARIO MACROECONOMICO E COMMODITY

Il rallentamento del commercio mondiale e del PIL europeo, indotto anche, ma non solo, dalle guerre commerciali in corso, ha un impatto amplificato sull'economia italiana, che non potrà andare oltre una **crescita moderata** nei prossimi mesi.

La debolezza dell'economia non si riflette per ora sul mercato del petrolio: dopo un periodo di elevata volatilità, il prezzo negli ultimi mesi si è assestato su un *trend* di moderata ma costante crescita, segnale di solidità degli accordi tra paesi produttori e che assesta il prezzo sul livello di 70 \$/bbl. Continua invece il crollo del carbone affiancato da prezzi della CO2 in forte rialzo, non spiegati dai fondamentali: il ritorno verso l'equilibrio espresso dai fondamentali implica **prezzi del carbone in assestamento e prezzi della CO2 in contrazione**.

pag. 3

2. OUTLOOK PER IL MERCATO GAS

L'inverno appena trascorso sarà ricordato come il primo in cui si sono visti gli effetti della tanto attesa, e adesso realizzatasi **bolla del GNL**. Ma la crescita attesa della domanda asiatica potrebbe ridurre presto il margine di riserva necessario per garantire all'Europa forniture di GNL a buon mercato anche per i prossimi anni, se nuovi progetti di liquefazione non verranno avviati a breve. In Europa, sebbene la stagione estiva parta con **scorte in stoccaggio più abbondanti della media**, la situazione, in assenza del contributo del GNL, rimane di **mercato corto**, con prospettive di ulteriore peggioramento per il futuro: in questo contesto non si vedono ragioni particolari a supporto del proseguimento del momento di prezzi bassi dopo l'estate.

L'aumento delle importazioni di GNL per l'Italia non ha diminuito lo *spread PSV-TTF*, sostenuto dalla riduzione della capacità di trasporto sul TENP e dalla maggiore domanda verso i paesi dell'Est, minacciati dalle controversie sui **transiti ucraini**. Una situazione destinata a rientrare solo quando (e se) si chiariranno le prospettive per i mercati dell'est Europa per il prossimo inverno.

pag. 9

Box. L'evoluzione della REt dopo gli interventi dell'Autorità

pag. 16

APPROFONDIMENTO 1. MERCATO DEL GAS: VERSO UN NUOVO EQUILIBRIO

pag. 19

3. OUTLOOK PER IL MERCATO ELETTRICO

La rapida contrazione delle quotazioni del gas degli ultimi mesi si è riflessa sui prezzi spot dell'energia elettrica, ma con ritardo, portando il **clean spark spread su livelli positivi**. La marginalità per i cicli combinati è sostenuta anche dalla producibilità idroelettrica che, nonostante le abbondanti precipitazioni di inizio anno, rimane inferiore alla media storica, e da costi elevati di CO2 che limitano la produzione da carbone. La marginalità sembra tuttavia destinata a rientrare con l'assestamento dei costi di produzione e in prospettiva con l'**aumento della capacità di importazione** previsto per il prossimo anno.

La crescita della capacità rinnovabile continua ma a tassi inferiori rispetto al passato. Nonostante una **domanda che rimane debole per tutto il 2019** (al netto di picchi estivi) e con poche prospettive di accelerazione anche per il 2020, i *captured price* per le fonti rinnovabili rimangono non lontani dai prezzi medi, **escludendo per ora rilevanti fenomeni di cannibalizzazione** per le fonti rinnovabili non programmabili.

pag. 23

BACKTEST

pag. 29

APPENDICE 1. TABELLA DI SINTESI DEGLI SCENARI

pag. 31

Direttore responsabile

Virginia Canazza

Direttore Osservatorio Energia

Claudia Checchi

Coordinamento

Marco Pellegrino

Gruppo di lavoro

Domenico Biasi, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Federica Davò, Elena Ferri, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Jacopo Guarnaccia, Paolo Marino, Melania Mercadante, Giorgio Perico, Alejandro Sanchez Ben, Clio Scandola

Editore

REF-E srl
Via Gioberti 5 - 20123 Milano
www.ref-e.com - info@ref-e.com

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori
Tel. +39 02 43441022
Fax +39 02 43441027
E-mail: dalia.imperatori@ref-e.com

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 declina ogni responsabilità sulle conseguenze dell'uso dei dati riportati nel presente documento.

REF-E è una società di ricerca e consulenza costituita con l'obiettivo di sviluppare ricerche e metodi di analisi che possano sostenere aziende, istituzioni e organismi governativi, nei loro processi decisionali. REF-E segue i processi di liberalizzazione e regolamentazione del mercato dell'energia con particolare attenzione agli aspetti istituzionali e all'evoluzione della struttura dell'industria. Le opportunità per le aziende del settore, per i consumatori e per l'economia più in generale sono studiate con strumenti analitici originali. L'Osservatorio Energia, costituito nel 1999, è finanziato da produttori, consumatori, distributori dei prodotti energetici e *merchant banks*.

I servizi dell'Osservatorio Energia offerti ai soci e disponibili su internet (www.ref-e.com) sono i seguenti:

- [Newsletter dell'Osservatorio Energia](#), mensile di analisi delle trasformazioni del settore energetico in Italia e in Europa. Segue l'evoluzione normativa dell'apertura al mercato, le trasformazioni societarie, le problematiche connesse alla creazione di un mercato regolamentato, l'andamento delle tariffe e il livello dei prezzi sulle principali borse europee dell'energia elettrica. Fornisce le previsioni dell'andamento del Ct e del Qe.
- [Energy Outlook](#), quadrimestrale di previsione dello sviluppo a medio termine del mercato elettrico e del gas sulla base del modello di simulazione Elfo++. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni su: costi di produzione, prezzi concorrenziali (nazionali e zonali), possibili effetti delle strategie degli operatori alla luce delle condizioni strutturali e della normativa.
- Il [Rapporto Settimanale sulla borse energetiche](#) aggiorna costantemente i prezzi e i volumi nei mercati italiani ed europei.
- [Database](#), garantiscono l'accesso privilegiato a numerose e complesse informazioni organizzate, raccolte in anni di esperienza e costantemente aggiornate.
- I [Seminari](#) di discussione sono lo strumento dedicato all'approfondimento degli scenari dei mercati energetici, consentono confronti e dibattiti alla luce delle innovazioni legislative e normative.
- [Working paper](#) sono studi dettagliati che trattano temi di attualità, a partire dalla letteratura teorica. Approfondiscono tematiche rilevanti per il dibattito sulle politiche in atto, così come aspetti metodologici e analitici riguardanti l'analisi dei mercati, le problematiche autorizzative e istituzionali, la costruzione di scenari.

1. SCENARIO MACROECONOMICO E COMMODITY

La situazione dell'economia continua a destare preoccupazione. I segnali dell'avvicinarsi una nuova profonda crisi macroeconomica sono sempre più concreti, con le guerre commerciali tra Stati Uniti e Cina che peggiorano bilanci nazionali già deboli. Nello scenario più probabile permane, comunque, un cauto ottimismo di superamento delle principali tensioni e quindi di leggera ripresa.

Nonostante sia confermata l'uscita dalla recessione tecnica¹, che aveva spaventato il mercato sulla fine del 2018, **nel primo trimestre 2019 l'economia italiana è risultata praticamente in stallo**, con il PIL fermo a +0.1% rispetto al trimestre precedente, ma diminuito dello 0.1% su base annua. L'Italia continua, quindi, a crescere meno degli altri paesi europei: problemi strutturali di *governance* e vincoli alla politica economica frenano la crescita della domanda interna. All'impossibilità di mettere in campo politiche fiscali espansive si affianca una politica monetaria di fatto penalizzante per le imprese. I tassi reali italiani sono da anni significativamente superiori a quelli tedeschi, non solo per lo *spread*, ma anche perché l'Italia ha tassi d'inflazione più bassi. Da anni ormai è la domanda estera a sostenere la crescita dell'economia italiana, grazie a una competitività perseguita mantenendo bassi i salari. Il rallentamento del commercio mondiale e quindi del PIL europeo indotto anche, ma non solo, dalle guerre commerciali in corso, ha dunque un impatto amplificato sull'economia italiana.

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

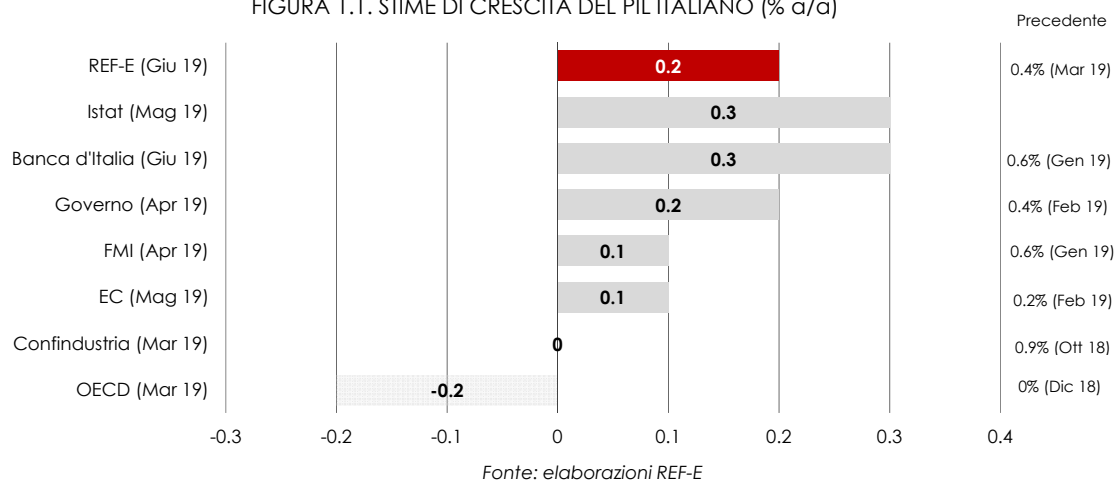
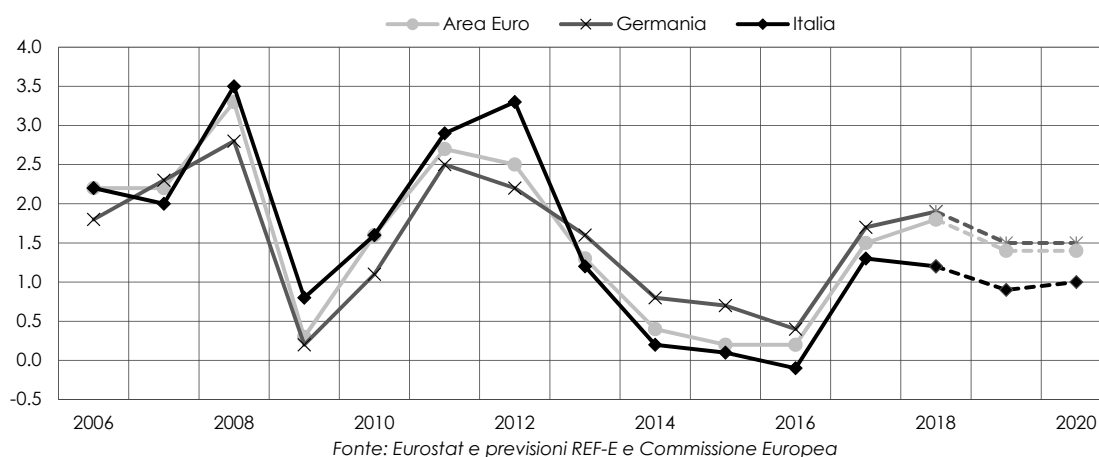


FIGURA 1.2. EVOLUZIONE DELL'INFLAZIONE

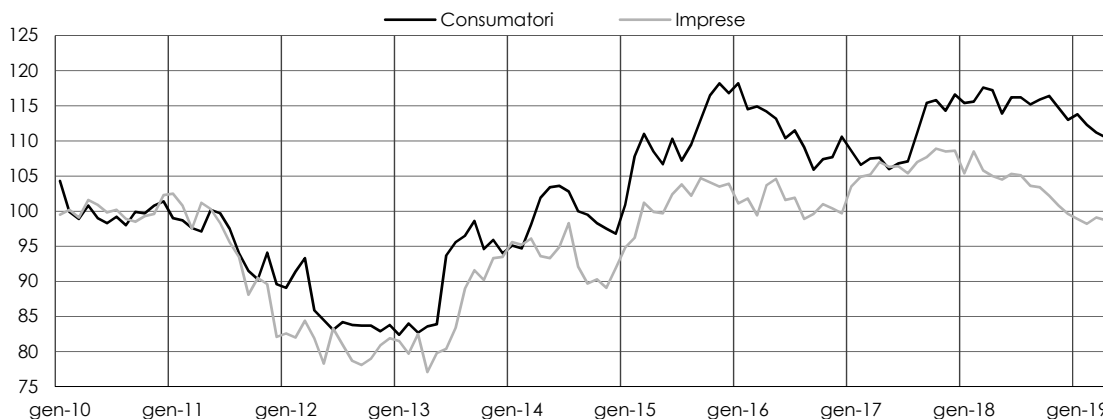


È proprio la debolezza del contesto internazionale, e in particolare europeo, a destare le maggiori preoccupazioni. La Germania, in particolare, mostra segni di rallentamento della produzione industriale, sotto il peso delle tensioni commerciali internazionali: secondo le stime della Commissione Europea, il paese non dovrebbe superare la crescita di +0.5% nel 2019 e di +1.5% nel 2020. A preoccupare è, in particolare, la crisi del settore auto, che sembra guidata da fattori strutturali: l'introduzione di più stringenti standard per le emissioni e le prospettive per l'elettrificazione dei trasporti, ritenute positive anche dalle case

¹ Si indica col termine recessione tecnica una decrescita del PIL per due trimestri consecutivi.

automobilistiche, abbassano l'interesse dei consumatori per le motorizzazioni diesel, su cui si è ampiamente sviluppata l'industria tedesca negli ultimi anni. Ne risente, dunque, l'economia del paese in primis, ma anche quella dei paesi limitrofi che sfruttano la Germania come uno dei principali paesi di sbocco per l'export (Italia, Francia e Regno Unito). Per l'intera area Euro è attesa una crescita economica a un tasso annuale dell'1.2% nel 2019, che sale all'1.5% nel 2020 grazie solamente all'effetto calendario di un numero maggiore di giorni lavorativi.

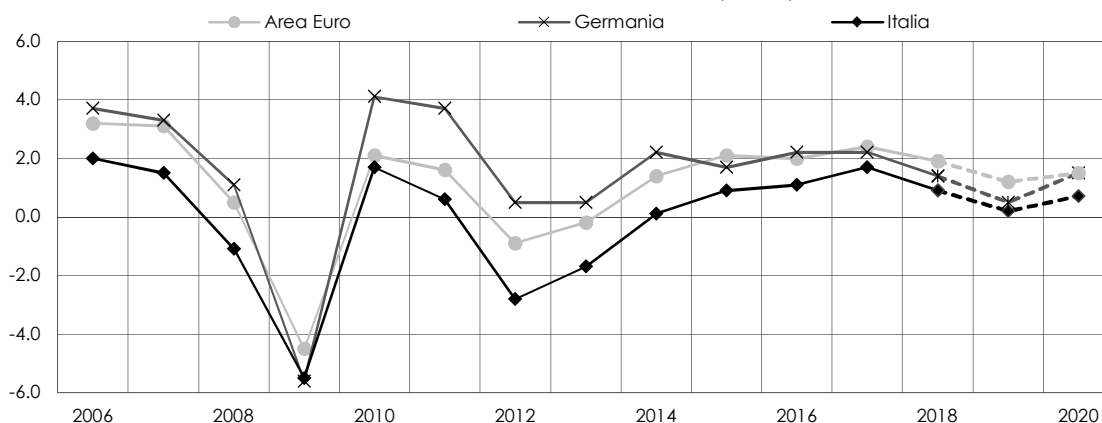
FIGURA 1.3. FIDUCIA DI CONSUMATORI E IMPRESE



Fonti: Istat e previsioni REF-E

La contesa commerciale Usa-Cina, con imposizioni reciproche di dazi alle importazioni, sembrava volgere a un rallentamento nei primi mesi dell'anno. Tra maggio e giugno sono invece scattate nuove strette commerciali decise dalle due controparti: i dazi statunitensi sono stati fissati al 25% su 200 miliardi di dollari di prodotti *made in China*, mentre quelli cinesi nei confronti degli Stati Uniti salgono dal 10% al 25% su 60 miliardi di dollari di merci statunitensi. Tra le merci sottoposte all'aumento di dazi cinesi vi è il GNL statunitense: rispetto al 10% imposto lo scorso settembre, che già aveva portato a una drastica riduzione dei flussi di gas Usa verso la Cina (solo due carichi statunitensi hanno raggiunto la Cina nei primi tre mesi del 2019, corrispondente a un calo dei volumi rispetto al 2018 dell'80%), l'aumento al 25% potrebbe bloccare completamente i commerci della materia prima. Se dal punto di vista degli scambi *spot* i compratori possono intervenire concludendo *swap* con carichi destinati ad altri paesi, incerto è invece l'impatto sui progetti di liquefazione statunitensi in attesa di *Final Investment Decision* per i quali la possibile sottoscrizione di contratti *long term* con aziende cinesi a garanzia del funzionamento dell'infrastruttura potrebbe slittare. L'*escalation* potrebbe proseguire ora in molti modi. I sintomi che lo scenario pessimista possa diventare quello più probabile secondo alcuni commentatori sono già evidenti: gli Stati Uniti festeggiano dieci anni di ciclo positivo, il più prolungato dal 1894, ma la possibile fine è, secondo alcuni, indotta dall'esaurirsi degli stimoli del pacchetto fiscale del 2017; la crisi del debito di paesi come la Cina e altri paesi emergenti bolle sotto la cenere, le difficoltà politiche dell'Europa a contrastare le spinte recessive sono evidenti. Fattori questi che se si innestano possono creare effetti cumulativi. Come quasi sempre accade i rischi sono correlati e per farvi fronte gli strumenti della politica monetaria messi in campo nel 2008 non potranno svolgere il ruolo di argine: le politiche fiscali devono fare i conti con bilanci pubblici più in deficit.

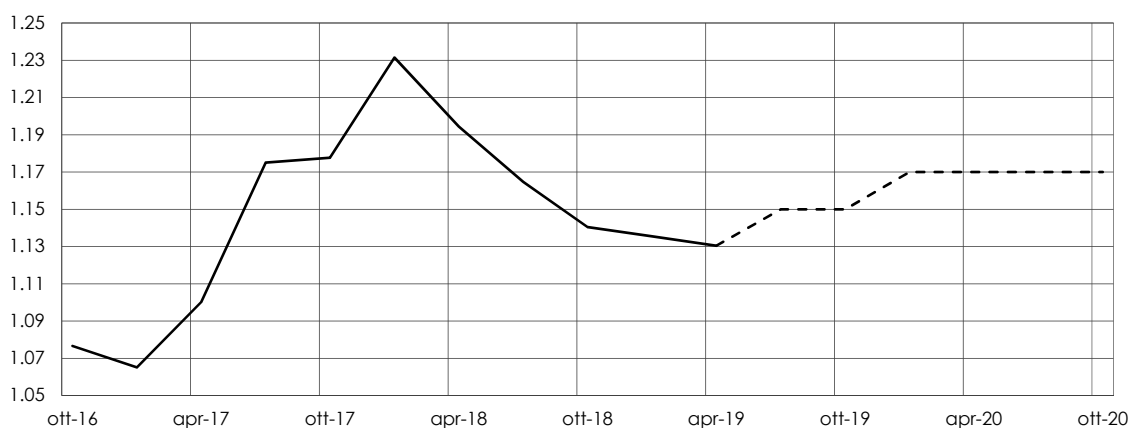
FIGURA 1.4. EVOLUZIONE DEL PIL (% a/a)



Fonti: Eurostat e previsioni REF-E e Commissione Europea

Per l'Italia agli elementi del contesto globale si aggiungono quelli specifici di una certa confusione nell'impostazione della politica economica. Le spinte alla maggiore attenzione agli effetti distributivi tramite reddito di cittadinanza, *flat tax* e quota cento sono tra loro contraddittorie e aggiungono pochi decimi al possibile rilancio della domanda interna, impatto vanificato dall'accresciuta onerosità dell'accesso al credito. Segnali di pessimismo arrivano anche dai principali osservatori nazionali e internazionali: numerose le revisioni al ribasso soprattutto da parte degli istituti che erano più ottimisti, come la Banca d'Italia e il FMI, che dalle stime di gennaio 2019 hanno tagliato l'*outlook* per l'Italia rispettivamente dello 0.3% e dello 0.5%. In prospettiva dunque, la debole domanda estera e le incertezze intorno alla tenuta dell'esecutivo in carica non consentono di prevedere per il 2019 una crescita del PIL superiore a +0.2%. Assegniamo ancora al 2020 una variazione positiva (+0.7%), in linea con quanto indicato nell'ultimo Documento di Economia e Finanza, ma con molti rischi associati. Il consenso dei previsori è attestato marginalmente al di sotto per l'Italia (Ocse a +0.6%, Confindustria a +0.4%) perché vede anche un 2020 che galleggia su tassi di crescita sostanzialmente simili a quelli del 2019. È nostra opinione, tuttavia, che la via mediana suggerita dal consenso non abbia molta probabilità di verificarsi: o dopo lo *shock* provocato dalle guerre commerciali vi è una fase di assestamento e il commercio mondiale riprende vigore, giustificando un maggior recupero anche italiano, o l'economia mondiale si appresta ad affrontare una recessione seria.

FIGURA 1.5. EUR/USD: STORICO E PREVISIONE



Fonte: Reuters e previsioni REF-E

PETROLIO

Dopo un periodo di elevata volatilità, il prezzo negli ultimi mesi si è assestato su un trend di moderata, ma costante crescita, segnale di solidità degli accordi tra paesi produttori e che assesta il prezzo sul livello di 70 /bbl.

Come previsto, gli undici paesi aderenti all'Opec Plus, guidati dall'Arabia Saudita, sono stati in grado di muovere rapidamente il livello di offerta, riportando in equilibrio il mercato, rispetto alle oscillazioni che continuano a caratterizzare il mercato e dovute principalmente a tre fattori.

L'alternarsi delle notizie sulle sanzioni degli Stati Uniti all'Iran, che da mesi rincorrono dichiarazioni più o meno estemporanee da parte degli Stati Uniti, sono state seguite da azioni meno severe di quanto annunciato. La minaccia di pesanti sanzioni americane nei confronti dell'Iran aveva indotto nel corso del 2018 molti paesi OPEC, e in particolare l'Arabia, a innalzare la produzione, anche per beneficiare degli alti livelli di prezzo maturati sui mercati. A pochi giorni dall'entrata in vigore, a novembre 2018, la notizia dell'esenzione per alcuni paesi, aveva conseguentemente alleggerito le proiezioni di riduzione della produzione iraniana rivelando rapidamente un eccesso di offerta (**Figura 1.7**) che aveva spinto al ribasso i prezzi dei greggi fino ai livelli di 50 \$/bbl. Da maggio di quest'anno, la fine del periodo di esenzione ha comportato una graduale riduzione di *output* dal paese (0.3 mbg nel primo trimestre dell'anno rispetto al precedente).

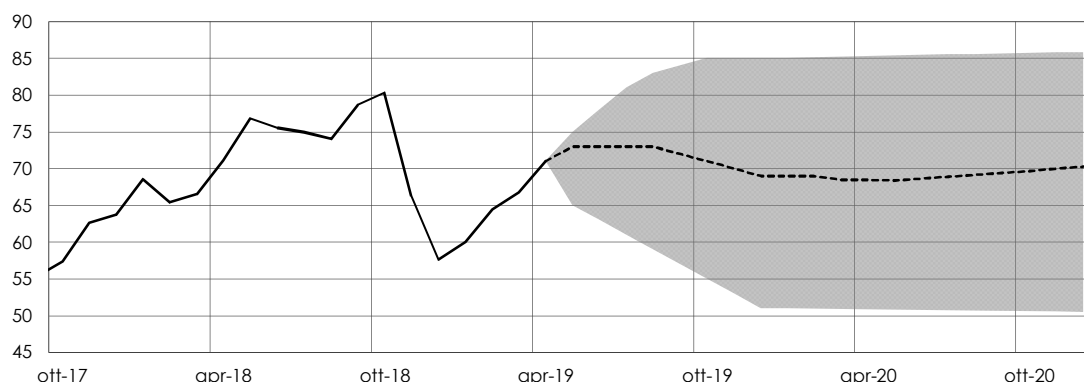
Un secondo elemento di volatilità dell'offerta è dato dalla crisi venezuelana. Il paese ha perso più di 0.2 mbg nell'ultimo trimestre e quasi 1 mbg rispetto ai dati 2017.

Va in direzione opposta invece la produzione di *shale oil* statunitense, che rappresenta il terzo elemento di volatilità dell'offerta. La fase di crescita costante della produzione ha portato gli Stati Uniti, con 12 mbg (+10% rispetto alla media 2018) a diventare il principale paese produttore, fattore che contribuisce a tenere i prezzi del benchmark americano WTI più bassi di circa 10 \$/bbl, rispetto al Brent.

Le riunioni di inizio luglio dell'Opec Plus saranno determinanti per confermare la strategia di contenimento della produzione che ha consentito il rialzo dei prezzi degli ultimi mesi. Tra il quarto trimestre 2018 e il

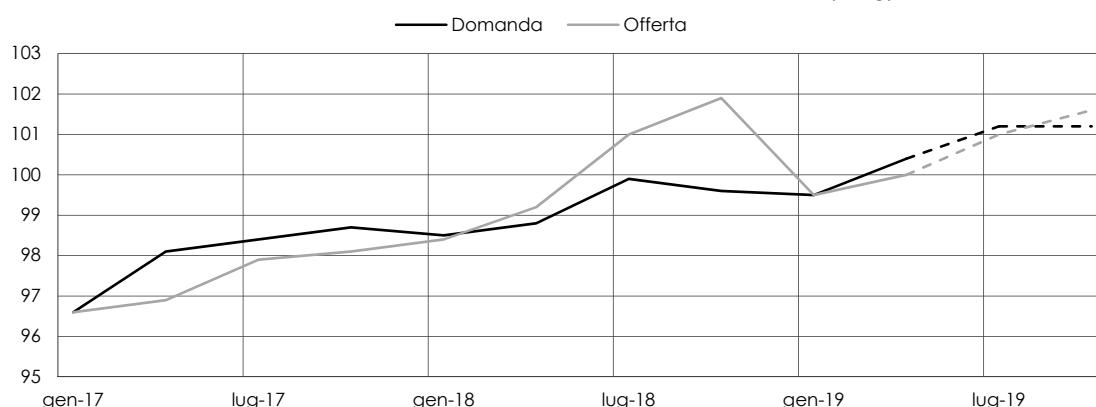
primo del 2019, l'intero cartello Opec ha ridotto l'*output* di 1.6 mbg, abbastanza per contrastare l'eccesso di offerta creatosi sul mercato. Tutti i segnali sono tuttavia in favore di una conferma degli accordi, che dunque confermerebbe uno scenario di prezzi che rimangono intorno ai 70 \$/bbl nel medio periodo, in linea con il valore medio maturato da inizio 2018 (**Figura 1.7**).

FIGURA 1.6. PETROLIO BRENT: ANDAMENTO ATTESO E RANGE DI PREVISIONE (\$/bbl)



Gli scenari alternativi sono stati costruiti sulla base dei più recenti movimenti di prezzo.
Fonte: Reuters e previsioni REF-E

FIGURA 1.7. DOMANDA E OFFERTA GLOBALE DI PETROLIO (mbg)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati EIA

Tuttavia, periodi di rinnovata volatilità attorno a questo valore medio non possono escludersi. L'inasprimento delle tensioni geopolitiche accompagnato da un eventuale rafforzamento dell'accordo Opec Plus potrebbe spingere i prezzi anche a un livello superiore e fino a valori medi di 85 \$/bbl. Tra i principali fattori che potrebbero favorire un ribasso vi sono invece la produzione USA, che rimane su livelli elevati, nonché una possibile contrazione della domanda, che potrebbe inasprirsi se si andasse verso il quadro di crisi internazionale descritto nel paragrafo precedente.

TABELLA 1.1. ELEMENTI DI RISCHIO DELLO SCENARIO DI PETROLIO

ELEMENTO	DESCRIZIONE	IMPATTO
Rapporti USA - Iran	Inasprimento delle tensioni USA-Iran, e riduzione produzione iraniana con prosecuzione delle sanzioni	 Bullish
Crisi venezuelana e sanzioni	Peggioramento degli scenari di rischio geopolitico e conseguente discesa della produzione interna	
Accordo OPEC Plus	Proseguimento dell'accordo di controllo della produzione su livelli inferiori ai 32 mbg	
Arabia Swing Producer	Produzione dell'Arabia variabile sulla base degli andamenti di mercato e capace di impattare i prezzi	 Bearish
Domanda globale	Peggioramento degli scenari di andamento dell'economia globale e conseguente diminuzione della domanda	
Produzione USA	Proseguimento dell'aumento di produzione di greggio in USA, prevalentemente di shale oil	

Fonte: elaborazioni REF-E

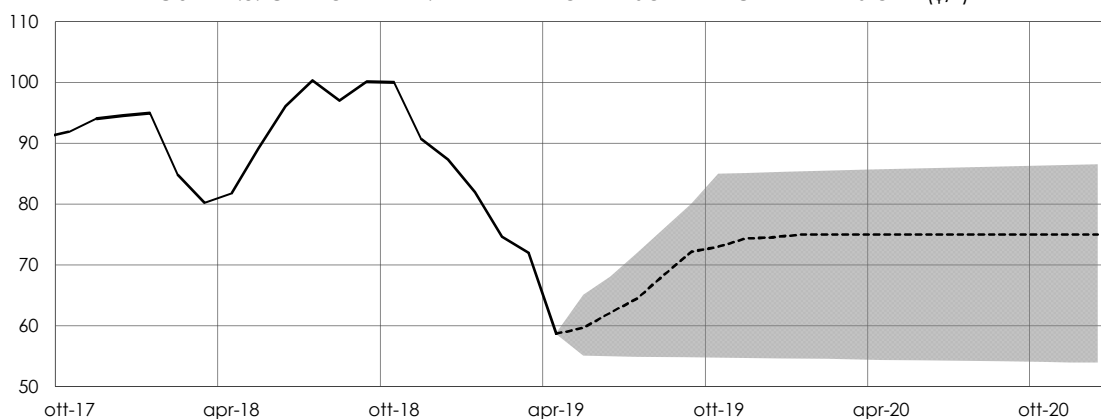
CARBONE

I prezzi del carbone sono scesi molto rapidamente negli ultimi mesi a causa delle pressioni sulla domanda, ma una ripresa è attesa a breve.

La forte discesa dei prezzi del carbone (-25% in media nei primi 5 mesi del 2019 rispetto al 2018, con punte negative al di sotto dei 60\$/t, un valore che non si vedeva da metà 2016), conferma l'ormai definitivo *delink* dei prezzi del combustibile maggiormente additato dalle politiche di decarbonizzazione da quelli del petrolio. Sembrano in effetti le politiche di contrazione della domanda ad aver contribuito alla riduzione dei prezzi. In Germania, principale consumatore in Europa, i consumi di carbone per generazione termica nei primi quattro mesi dell'anno si sono attestati a 20 Mt, il 24% in meno rispetto allo scorso anno. Allo stesso tempo, il *cap* alle importazioni imposto in Cina e il graduale rientro in funzione degli impianti nucleare in Giappone hanno portato a un'abbondanza di offerta residua che alimenta anche l'area atlantica, dando linfa agli stoccaggi nord Europei.

La salita dei prezzi gas attesa in Europa per gli ultimi mesi dell'anno (vedi *Capitolo* successivo) potrebbe, tuttavia, spingere la ripresa della domanda di carbone per utilizzo termoelettrico in Europa, in condizioni di stabilità dei prezzi della CO₂. A supportare la salita dei prezzi rientra lo scenario di ripresa delle importazioni cinesi motivato da un lato da un possibile aumento della domanda interna spinta dalla crescita economica², ma anche da un possibile supporto da parte delle *policy* pubbliche su un rilassamento dei limiti all'import, scelte governative che sembrano flessibili rispetto all'evoluzione del bilancio di mercato. L'attesa sulla ripresa dei consumi giustifica la previsione di assestamento del prezzo medio attorno a 70 \$/t nel 2019 e ai 75 \$/t per il 2020, valori al di sotto degli ultimi due anni.

FIGURA 1.8. CARBONE API2: ANDAMENTO ATTESO E RANGE DI PREVISIONE (\$/t)



Fonte: Reuters e previsioni REF-E

LA CO₂

Sul mercato della CO₂ sembra essersi innescata una spirale di aspettative di rialzo che si autorealizzano. Ma l'aumento del prezzo del gas, atteso per i prossimi mesi, potrebbe favorire il riavvicinamento del prezzo a quello teorico che consente lo *switch* del carbone per la produzione termoelettrica.

Il prezzo della CO₂ si mantiene su livelli elevati (25.5 €/t a maggio 2019 con punte giornaliere che hanno raggiunto anche i 28 €/t), ben al di sopra di quelli giustificati dai fondamentali. Il prezzo di equilibrio della CO₂ è infatti quello che eguaglia la produzione termoelettrica a gas e a carbone³. A fronte di prezzi del gas molto bassi tale valore di equilibrio è attualmente molto basso (tra 13 e 14 €/t a maggio 2019, si veda **Figura 1.9** linea "Fondamentali").

A sostenere il prezzo rispetto ai fondamentali contribuiscono in questa fase le aspettative degli operatori partecipanti al mercato. Lo scenario di medio-lungo termine tende a escludere il ritorno ai prezzi bassi osservati in passato: contribuiscono sia aspetti economici sia politici. I partiti verdi hanno ottenuto buoni risultati nelle recenti elezioni europee, soprattutto in Germania e Francia dove si sono affermati rispettivamente come secondo e terzo partito, e sono destinati a diventare il quarto gruppo parlamentare, lasciando prevedere la conferma, se non il rilancio, degli obiettivi ambiziosi di decarbonizzazione che l'Europa si è data. Inoltre, l'approvazione del meccanismo di *Market Stability Reserve* impone la riduzione di 400 milioni di tonnellate di quote CO₂ dal mercato a partire da settembre 2019 e successive riduzioni

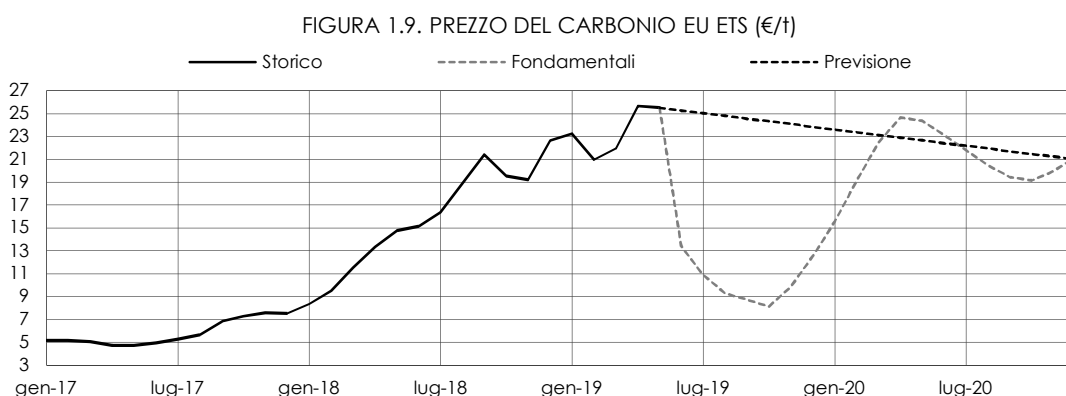
² L'Ocse prevede una crescita del PIL del 6.2% nel 2019 e del 6% nel 2020, in rallentamento rispetto ai dati consuntivi degli scorsi anni (+6.8 % nel 2017 e +6.6 nel 2018).

³ Vedasi Approfondimento "Lo *switch*ing carbone/gas guida i prezzi ETS" nell'*Energy Outlook* n. 8 di Giugno 2018.

qualora si ecceda la soglia di 833 milioni di quote in circolazione⁴, evitando in ogni caso periodi prolungati di eccesso di offerta. I produttori termoelettrici e industriali hanno incentivo in questo contesto a detenere quote in eccesso rispetto alla loro compliance, fornendo al mercato un segnale di scarsità che spinge al rialzo i prezzi in una spirale di aspettative che si autorealizzano. La data di scadenza per gli obblighi di *compliance* è stata al 15 marzo per la Gran Bretagna e al 30 aprile per il resto dell'Europa, e questo ha probabilmente contribuito a sostenere il prezzo più di recente. Inoltre, l'annuncio dello slittamento della Brexit al quarto trimestre 2019 ha dilazionato nel tempo l'effetto temuto di riversamento sul mercato delle quote in eccesso in mano agli operatori inglesi.

La previsione del rientro dei prezzi del gas su livelli in linea con quelli storici dopo l'estate (si veda *Capitolo dedicato*) porta in prospettiva al rialzo anche il prezzo di equilibrio della CO₂, tuttavia è possibile che parte del premio oggi incluso nei prezzi venga comunque riassorbito e che il sistema si assesti su prezzi più contenuti e in linea con i fondamentali.

Dati i livelli elevati recenti la media del prezzo del carbonio per il 2019 difficilmente potrà scendere sotto i 24 €/t per il 2019 (contro i circa 16 €/t consuntivati nel 2018) ed è prevista attorno a 22 €/t nel 2020.



L'andamento di prezzo spiegato dai fondamentali è costruito prendendo in considerazione il costo marginale di *switching* da carbone a gas, calcolato dagli scenari di riferimento di prezzo API2 e TTF

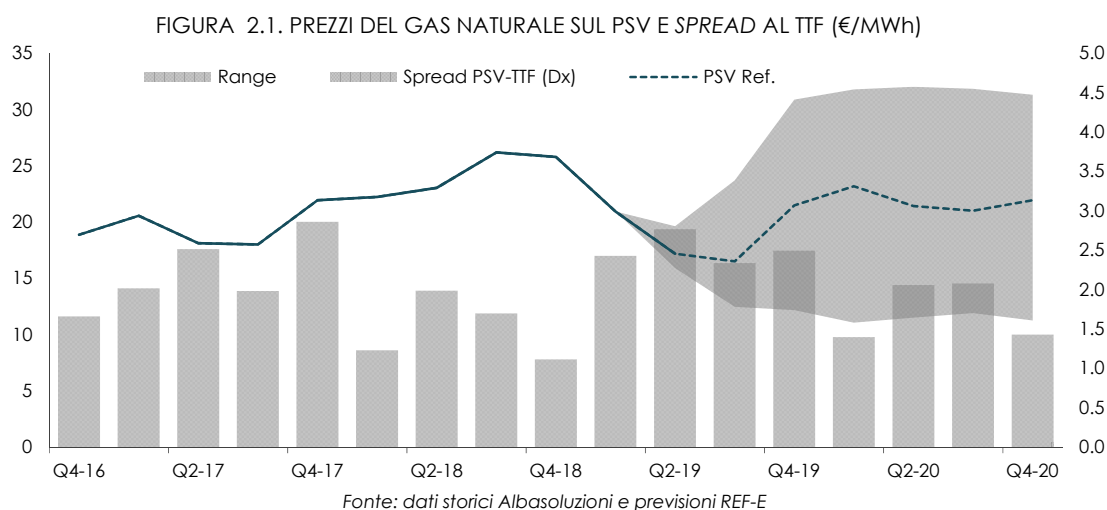
Fonte: Reuters e previsioni REF-E

⁴ I dati della Commissione Europea, pubblicati il 15/05/19, mostrano un numero di quote in circolazione a fine 2017 superiore a 1.6 miliardi, eccedente dunque il limite di 833 milioni fissato dalla MSR. Verrà tolta dal mercato (mediante riduzione del volume offerto in asta a partire da settembre 2019 per i 12 mesi successivi) e inserito in riserva il 24% delle quote in circolazione, corrispondente a circa 400 milioni di quote.

2. OUTLOOK PER IL MERCATO GAS

L'inverno appena trascorso sarà ricordato come il primo in cui si sono visti gli effetti della tanto attesa, e adesso realizzatasi, "bolla del GNL". Ma la crescita attesa della domanda asiatica potrebbe ridurre presto il margine di riserva necessario per garantire all'Europa forniture a buon mercato anche per i prossimi anni, se nuovi progetti di liquefazioni non verranno avviati a breve.

Abbondanza di offerta di GNL rispetto alla domanda globale e assenza di picchi di domanda invernali grazie a temperature mediamente miti hanno contribuito a spingere i prezzi gas e del GNL ai minimi storici. L'abbondanza delle riserve di gas negli stoccaggi europei all'avvio della stagione estiva (42 Gmc) contribuisce a mantenere i prezzi *hub* vicini alla stima di consenso dei costi di produzione del gas importato via *pipeline* (tra i 10 e i 12 €/MWh all'ingresso in Europa).



Dopo un 2018 in cui i commerci di GNL sono aumentati dell'11% con volumi totali per 428 Gmc¹, i primi cinque mesi del 2019 registrano una salita degli scambi del 15%. Mentre in Europa la crescita dei volumi di GNL supera il 90%, per un totale di 52 Gmc importati, risulta in leggera discesa la domanda di GNL dell'area nord-est asiatica: 109 Gmc sono i volumi importati da gennaio a maggio, contro i 112 dello scorso anno. Temperature miti al di sopra delle medie stagionali e il ritorno in funzione di cinque impianti nucleari in Giappone sono state le determinanti dello stallo della domanda dell'Asia nord-est. Valutate insieme, Corea del Sud e Giappone hanno registrato una riduzione dei volumi consumati di più di 7 Gmc rispetto ai primi cinque mesi del 2019, mentre la Cina, pur risultando in crescita (+14% nel periodo considerato), ha rallentato rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (+45%).

Alla debolezza dei consumi asiatici si è associata un'importante crescita della liquefazione: nel 2018 sono entrate in funzione nuove infrastrutture per 42 Gmc/a (18 Gmc/a in Australia e 15 Gmc/a in Russia); il *trend* di crescita è proseguito anche nel primo trimestre 2019 con l'avvio di 4 Gmc/a di capacità (0.9 in Russia e 3.3 negli Stati Uniti) ed entro la fine dell'anno raggiungerà un incremento di ulteriori 41 Gmc rispetto al 2018. Al netto della maggiore domanda europea il margine di riserva sul mercato del GNL è dunque salito dall'8% dell'inverno scorso al 14% di questo inverno. L'impatto sui prezzi *spot* è stato dirompente: se già dal quarto trimestre dello scorso anno le quotazioni *benchmark* di gas liquido asiatico si erano rapidamente spostate dai 33 €/MWh di inizio ottobre ai 27 €/MWh di dicembre, nel primo trimestre 2019 queste si sono portate a quota 13 €/MWh a marzo, pur in un contesto di prezzi del petrolio, e dunque anche del GNL contrattualizzato *long term*, relativamente elevato (la nostra stima del prezzo del GNL *long term* con consegna in Asia per maggio 2019 è di 33 €/MWh). In Europa i mercati hanno reagito prontamente.

Come visto, a fronte di prezzi *spot* del GNL molto contenuti, e probabilmente inferiori rispetto alla maggioranza dei prezzi dei contratti *long term*, sono rapidamente aumentate le importazioni del gas liquido, battendo ogni record storico di utilizzo per la maggioranza delle strutture di rigassificazione: +370% in Gran Bretagna (+6.7 Gmc), +330% in Olanda (+3.3 Gmc), +250% in Belgio (+2.5 Gmc), +111% in Francia (+5.8 Gmc). L'Italia cresce di più dell'80%, registrando un'importazione totale da inizio anno di più di 5.5 Gmc con OLT che lavora a capacità massima dall'inizio dell'inverno.

¹ Il volume è stato aggiustato rispetto alla pubblicazione precedente sulla base delle pubblicazioni aggiornate dei dati che possono modificare quelli storici.

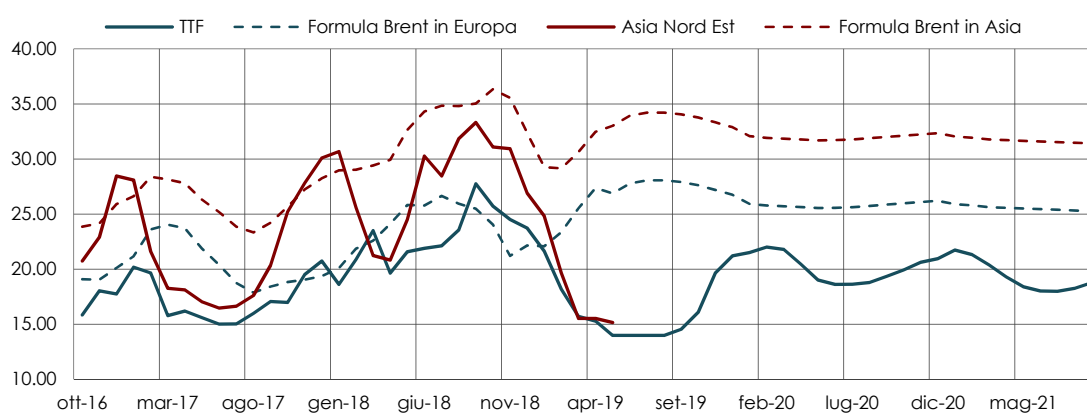
Le importazioni via gasdotto sono, tuttavia, rimaste sostenute sulle rotte russe, risultando in flessione dalla Norvegia e dal Nord Africa. 150 Gmc sono stati importati complessivamente via gasdotto nell'inverno 2018-2019, una quota in leggera diminuzione (-2%) rispetto al precedente inverno così distribuita:

- crescita dei volumi dalla Russia (+5%) per un volume complessivo di 70 Gmc
- lieve decremento dei volumi importati dalla Norvegia (-2%) nel Continente e in Regno Unito per un totale di 61.5 Gmc
- forte crollo delle importazioni dal Nord Africa (-25%) per un volume complessivo di 18 Gmc².

Conseguentemente i prezzi agli *hub* si sono allineati ai prezzi *spot* del GNL, come evidente dalla **Figura 2.2**.

Il mercato sembra dunque dominato, in questo momento, dalla strategia russa di lasciare che il prezzo scenda in difesa delle quote di mercato e scapito delle importazioni dai paesi che hanno minore flessibilità di prezzo (appunto Nord Africa e Norvegia).

FIGURA 2.2. EVOLUZIONE DEI PREZZI GAS E GNL IN ASIA E IN EUROPA (€/MWh)



Fonte: dati Reuters e Albasoluzioni. Stime REF-E

Per l'Italia, lo scorso inverno è transitato dalla Russia attraverso Tarvisio il 12% di gas in meno rispetto all'inverno precedente (dopo tre anni consecutivi con volumi invernali superiori ai 14 Gmc), e il 30% di gas in meno dall'Algeria, volumi sostituiti dal massiccio import di GNL. In aggregato, le importazioni invernali sono diminuite del 5%, volume in linea con la discesa dei consumi.

Sono dunque le dinamiche del mercato mondiale del GNL a spingere il mercato europeo del gas. L'analisi delle prospettive per i prossimi mesi non può dunque che partire dall'analisi delle attese su questo mercato.

IL MERCATO GLOBALE DEL GNL

La nuova capacità di liquefazione entrata in funzione a cavallo tra il 2018 e il 2019 in concomitanza di un inverno mite ha reso il mercato GNL lungo, concorrendo all'abbassamento dei costi di importazione sia per l'area asiatica sia per quella europea. I volumi in procinto di entrare in funzione nei prossimi anni sono ancora molti, e tali da scongiurare la possibilità di *shortage* nei prossimi due inverni. Tuttavia, le basse quotazioni del gas a livello globale e la guerra commerciale tra Stati Uniti e Cina sono fattori che potrebbero frenare quei progetti di liquefazione con alta probabilità di approvazione, con rischio per la domanda prospettica di non essere adeguatamente coperta.

CAPACITÀ AVVIATA E IN COSTRUZIONE

Quasi 42 Gmc/a di nuova capacità di liquefazione è entrata in funzione nel 2018, portando la capacità totale a superare i 500 Gmc/a. Tra il 2019 e il 2020, ulteriori 76 Gmc di nuova capacità entreranno in funzione, prevalentemente in questi paesi:

² Il calo delle importazioni dal nord Africa è composto da una forte discesa (-30%) dei volumi dall'Algeria, e da un aumento (+10%) di quelli dalla Libia.

TABELLA 2.1. PROGETTI DI LIQUEFAZIONE IN FUNZIONE NEL PERIODO 2018-2020

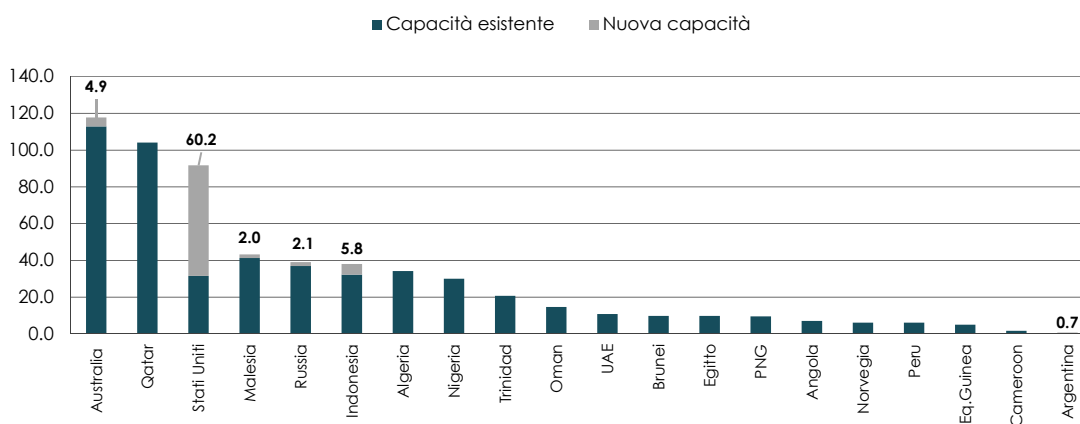
Paese	Impianto	Entrata in esercizio	Capacità (Gmc/anno)	Capacità incrementale (Gmc/anno)
Stati Uniti	Cove Point	Q1 2018	7.2	489.2
Cameroon	Cameroon FLNG	Q2 2018	1.6	490.8
Australia	Ichthys LNG T1 / T2	Q3 2018	12.0	502.8
Australia	Wheatstone LNG	Q3 2018	6.0	508.8
Russia	Yamal T2 / T3	Q3 / Q4 2018	14.8	523.6
Russia	Vysotsk LNG T1	Q1 2019	0.9	524.5
Stati Uniti	Elba Island LNG T1/T2-T10	Q1 2019	3.3	527.8
Argentina	Tango FLNG	Q2 2019	0.7	528.5
Australia	Prelude LNG	Q2 2019	4.9	533.4
Stati Uniti	Cameron LNG T1	Q2 2019	6.1	539.5
Stati Uniti	Sabine Pass T5	Q2 2019	6.1	545.6
Stati Uniti	Corpus Christi LNG T1 / T2	Q2 / Q3 2019	12.2	557.8
Stati Uniti	Freeport T1	Q3 2019	6.8	564.6
Indonesia	Sengkang	2020	0.7	565.3
Indonesia	Tangguh LNG	2020	5.1	570.4
Malesia	PFLNG Dua	2020	2.0	572.4
Russia	Yamal T4	2020	1.2	573.6
Stati Uniti	Cameron LNG T2	Q2 2020	6.1	579.7
Stati Uniti	Cameron LNG T3	Q3 2020	6.1	585.8
Stati Uniti	Freeport LNG T2	Q1 2020	6.8	592.5
Stati Uniti	Freeport LNG T3	Q3 2020	6.8	599.3

Fonte: elaborazioni REF-E

- **Stati Uniti:** è una delle aree con il maggior numero di progetti, con ben 60 Gmc/a di capacità aggiuntiva in costruzione (in aggiunta ai 31 Gmc/a esistenti), la maggior parte (57 Gmc/a) concentrata nel Golfo del Messico tra Texas e Louisiana, e solo Elba Island (3.3 Gmc/a) situata sulla costa orientale. Quest'ultima sarà l'infrastruttura più vicina all'Europa, con maggiore vantaggio competitivo in termini di costi di trasporto. terminate queste infrastrutture, gli Stati Uniti diventerebbero il terzo paese al mondo con la maggiore capacità di liquefazione disponibile.
- **Australia:** rimane il paese con la capacità di liquefazione maggiore, a servizio prevalentemente dell'area asiatica. Prelude LNG, la nuova infrastruttura in fase di avvio operativo, è un'innovazione tecnologica senza precedenti nel settore: è infatti una *Floating Unit* che permette l'estrazione di gas naturale oltre che la liquefazione e lo stoccaggio. È dunque una tipologia di infrastruttura che potrebbe permettere l'accesso ai giacimenti *off-shore* più costosi o di difficile sfruttamento.
- **Russia:** supererà l'Indonesia in termini di capacità disponibile con l'entrata in funzione del *train 4* di Yamal, dopo che nel primo trimestre 2019 è entrata in funzione l'infrastruttura Vysotsk di Novatek di 0.9 Gmc/a.
- **Indonesia:** il paese ha già più di 32 Gmc/a di capacità di liquefazione, ma altri 5.8 Gmc dovrebbero entrare in funzione nel 2020.

La **Figura 2.3** riporta la capacità esistente al 31 dicembre 2018 e quella nuova già entrata nei primi mesi del 2019 o in costruzione per le principali aree geografiche.

FIGURA 2.3. NUOVA CAPACITA' DI LIQUEFAZIONE NEL 2019 E NEL 2020



Fonte: elaborazioni REF-E. Capacità esistente al 31/12/18. Nuova capacità in funzione tra il 2019 e il 2020.

NUOVI PROGETTI: FID E PROBABILI

Ulteriori 50 Gmc risultano in fase di costruzione o *FID* con alta probabilità di avvio dei lavori a breve, con entrata in funzione attesa tra il 2021 e il 2025. Questi progetti hanno ottenuto la *FID* con la seconda ondata di progetti confermati avvenuta a partire dal 2017, quando l'appetibilità dei nuovi investimenti è aumentata grazie all'affaccio di nuovi importanti paesi importatori come la Cina. Al completamento di questi progetti già *FID*, la capacità di liquefazione totale supererebbe i 670 Gmc al 2025. Tra questi, spicca il progetto canadese LNG Canada posto sulla costa ovest del paese che ha ricevuto la *FID* lo scorso ottobre. L'infrastruttura, che permetterà l'esportazione di volumi fino a circa 18 Gmc/a provenienti dalle vaste riserve del paese, stimate intorno ai 2 miliardi di metri cubi³, potrà avere un vantaggio competitivo rispetto a quelle statunitensi: è posta infatti sulla costa occidentale del paese e dunque a una distanza dai paesi nord asiatici del 50% minore rispetto alle infrastrutture americane situate nel Golfo del Messico. A giugno invece ha ricevuto la *FID* l'impianto Mozambique LNG di capacità di 17.6 Gmc/a e che entrerà in funzione non prima del 2023: si tratta di uno dei più grandi progetti di liquefazione mai approvati, e il progetto prevede anche la costruzione delle infrastrutture di estrazione del gas dai campi *off-shore* a nord del paese e di trasporto verso la costa.

TABELLA 2.2. PROGETTI DI LIQUEFAZIONE FID IN FUNZIONE TRA IL 2021 E IL 2025

Paese	Impianto	Entrata in esercizio	Capacità (Gmc/anno)	Capacità incrementale (Gmc/anno)
Mauritania	Greater Tortue FLNG	2021	3.4	602.7
Russia	Vysotsk LNG T2	2021	1.5	604.2
Stati Uniti	Corpus Christi LNG T3	2021	6.1	610.3
Mozambico	Coral FLNG	2022	4.6	614.8
Mozambico	Mozambique LNG	2023	17.6	632.4
Stati Uniti	Golden Pass LNG T1-3	2024	21.1	653.5
Canada	LNG Canada T1-2	2025	17.6	671.1

Fonte: elaborazioni REF-E

Molti altri progetti sono ritenuti con alta probabilità di approvazione tra il 2019 e il 2020 (**Figura 2.4**): si tratta di 14 infrastrutture situate in 6 paesi che aggiungerebbero capacità di liquefazione di più di 200 Gmc/a entro il 2025. Gli Stati Uniti aggiungerebbero ulteriori 59 Gmc/a di capacità, divenendo il principale paese produttore di GNL al mondo, seguito dal Qatar che con gli aggiuntivi 45 Gmc/a relativi all'espansione di Ras Laffan porterebbero la capacità totale a quasi 150 Gmc/a.

Rispetto al nostro primo censimento pubblicato lo scorso *Energy Outlook*, abbiamo identificato alcune modifiche ai piani di entrata in funzione dichiarati dalle infrastrutture:

- per Artic LNG 2, il progetto russo di Novatek di capacità di 17.8 Gmc/a, è attesa l'approvazione finale entro la fine del 2019, ma la possibile entrata in funzione è stata spostata tra il 2023 e il 2025 rispetto alla precedente tabella di marcia che vedeva operativa l'infrastruttura al 2022. I proponenti si sono dichiarati intenzionati a sviluppare il progetto anche in assenza di un contratto *long term* sulla materia prima.
- L'infrastruttura americana Driftwood, progettata in Louisiana, dovrebbe anch'essa ricevere la *FID* entro quest'anno, e la capacità di liquefazione della fase 1 del progetto ammonta a 22.4 Gmc/a suddivisa su due *trains*.
- Tre sono gli impianti in Canada di probabile approvazione nei prossimi anni per una capacità aggregata che supera i 19 Gmc/a: Woodfibre LNG a ovest, e Bear Head LNG e Goldboro LNG sulla costa est. I progetti sono ancora sotto il vaglio per l'approvazione rallentata dalle procedure interne, ma durante l'annuale *Canada Gas and LNG Exhibition* sono emerse discussioni sulla reale sostenibilità di questi progetti tenendo conto della forte espansione che gli Stati Uniti stanno avendo nel settore.

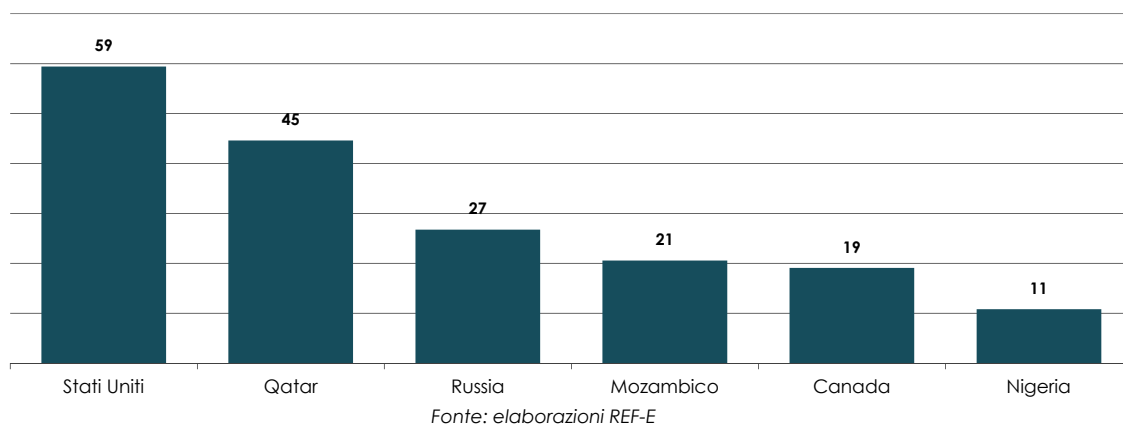
LE PROSPETTIVE DELLA DOMANDA INCROCIATE CON L'OFFERTA

La domanda di GNL continua a crescere: dopo il +1% registrato nel 2018 che ha portato la domanda a quasi 430 Gmc, nei primi mesi dell'anno la crescita è proseguita a un tasso simile nonostante le temperature miti registrate in Asia e Europa e il rientro degli impianti nucleari giapponesi. Il mercato è in fervore, e le attese sono di una continuazione del *trend* che vede come protagonisti Cina e India come principali consumatori con l'incremento annuale maggiore.

Due stime di domanda futura sono riportate in **Figura 2.5**: in condizioni normali, ci si attende una crescita annuale a un tasso medio del 7%, positivo ma conservativo rispetto agli ultimi anni (8%), mentre in caso di inverno freddo si stima una punta di consumo invernale maggiore del 6% rispetto al caso base. L'analisi conferma che per il prossimo inverno, anche in caso di inverno freddo, la capacità esistente insieme a quella

³ Stima 2018 BP.

FIGURA 2.4. CAPACITA' DI LIQUEFAZIONE CON ALTA PROBABILITA' DI APPROVAZIONE NEL 2019 E 2020

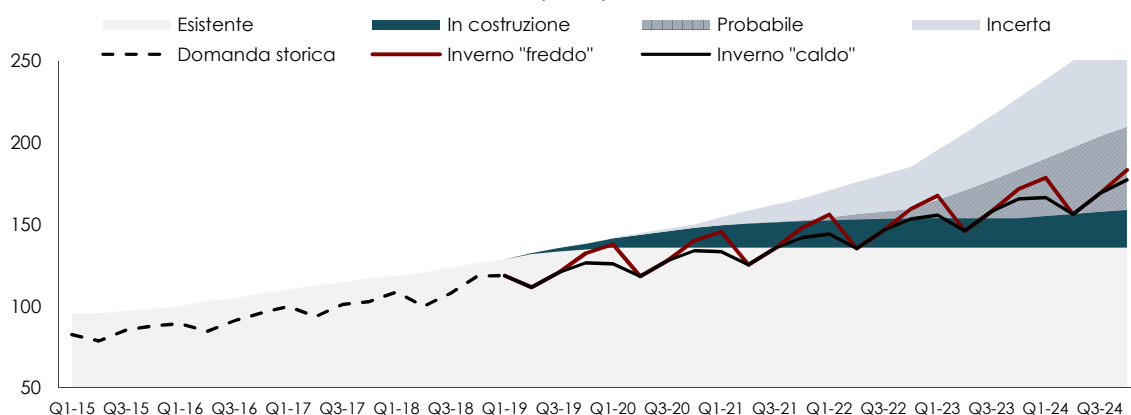


in costruzione sarà adeguata a soddisfare la domanda prospettica, con un margine di riserva intorno al 10%. Tuttavia, già nel *winter* 20-21 il margine di riserva potrebbe scendere intorno al 4% in caso di domanda alta, ma non tale da costituire rischio di *shortage* nella stagione. A partire dall'inverno 2021-2022 la capacità prospettica (sia la *FID* sia la probabile) non sembra sufficiente a coprire uno scenario di alta domanda: il margine di riserva valutato sull'intera stagione si azzererebbe, ma potrebbe essere negativo durante i momenti più freddi della stagione.

Con gli scenari di domanda proposti, e considerando esclusivamente i progetti in fase di costruzione, il margine di riserva medio tra il 2022 e il 2025 sarebbe nullo (0%) in condizioni normali e negativo (-3%) in caso di inverno freddo. L'entrata in funzione dei progetti più probabili sarebbe adeguata a soddisfare la domanda media del periodo considerato riportando il margine di riserva al di sopra del 10%; tuttavia fino al 2023 la situazione potrebbe, con alta probabilità, risultare critica, con la capacità non del tutto adeguata a coprire la domanda in caso di stagione più fredda.

Anche le condizioni interne europee sono importanti per determinare l'andamento dei prezzi nei prossimi mesi. Tali condizioni diventano fondamentali soprattutto nei momenti di tensione sul mercato internazionale del GNL quando una minore capacità rimane disponibile per l'Europa, che continua a essere un mercato di ultima istanza.

FIGURA 2.5. EVOLUZIONE DEL BILANCIO GLOBALE DI DOMANDA E OFFERTA DI GNL (Gmc)



IL MERCATO EUROPEO

In Europa, sebbene la stagione estiva parta con scorte in stoccaggio più abbondanti della media, la situazione, in assenza del contributo del GNL, rimane di mercato corto, con prospettive di ulteriore peggioramento per il futuro.

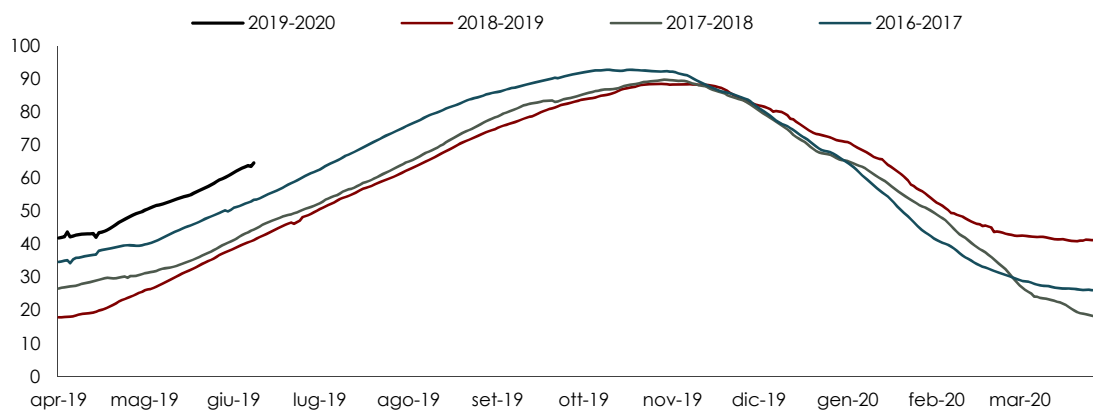
Negli stoccaggi europei risultavano, all'avvio dell'anno di stoccaggio, 24 Gmc in più di giacenza rispetto allo scorso anno (+130%), 15.5 Gmc in più rispetto alla media degli ultimi 3 anni (+60%). Volumi che stanno contribuendo ad abbattere le quotazioni di gas naturale in Europa su tutti gli *hub*, data la minore domanda prevista sull'estate per reintegro delle giacenze. I volumi non erogati risultano in linea con

l'apporto aggiuntivo di GNL registrato a livello europeo, mentre residuale è il contributo dei minori consumi invernali.

L'Italia chiude l'inverno con un volume poco al di sopra di quello dello scorso anno (+13%) e della media triennale (+6%), complici i minori consumi invernali (-2.6 Gmc) rispetto allo scorso anno e la discesa delle importazioni (-1.7 Gmc), ma anche le regole di erogazione che forniscono limitata flessibilità sulla punta invernale. I differenziali estate-inverno si sono allargati di circa 1.5 €/MWh nel corso dei primi mesi estivi rispetto ai valori pre-aste di marzo: è implicito nei prezzi di mercato un premio al rischio sul prossimo inverno in vista della possibile riduzione degli apporti di GNL in concomitanza con la ripresa degli approvvigionamenti asiatici.

Nonostante le maggiori scorte che rendono poco probabile una condizione di scarsità per i prossimi mesi, il mercato europeo rimane tendenzialmente corto: la produzione interna è infatti in flessione a causa della graduale chiusura di Groningen, l'export dall'Algeria è razionato a causa dei limitati investimenti degli anni passati e dalla crescita della domanda interna, mentre quello dalla Norvegia ha raggiunto i massimi storici e difficilmente potrà garantire ulteriori aumenti di produzione continuati nel tempo (Figura 2.6).

FIGURA 2.6. ANDAMENTO DEGLI STOCCAGGI IN EUROPA PER AT(Gmc)



Fonte: GIE

Proprio l'abbondanza delle scorte lascia prevedere che il momento di prezzi bassi permanga per l'intera estate, sia ai mercati del nord Europa sia al PSV (in media 14 €/MWh al TTF e 17 €/MWh al PSV per l'estate).

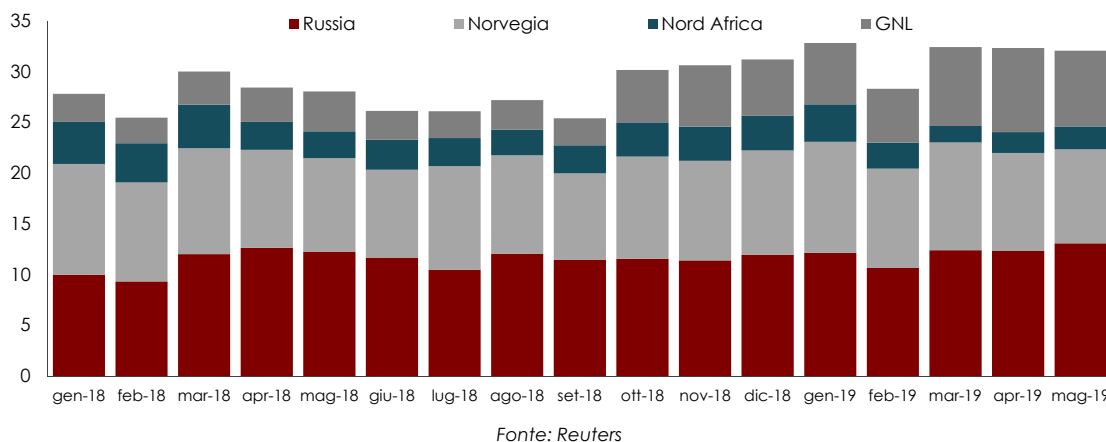
A caratterizzare l'attuale momento di mercato, oltre ai prezzi bassi, è anche lo *spread* tra PSV e TTF a livelli massimi degli ultimi anni, nonostante le importazioni, come abbiamo visto, siano tutt'altro che sotto stress per via dell'aumento del GNL. L'aumento sembrerebbe dovuto a un *mix* di fattori che favoriscono i mercati del nord a discapito di quelli del sud Europa (PSV e VTP):

- maggiore abbondanza di gas negli stoccaggi nord europei rispetto a quelli italiani; elevate importazioni a Wallbach grazie agli ingenti volumi di GNL che arrivano al nord Europa, ma flussi cappati a causa della lunga manutenzione che blocca 23 Mmc/g attiva fino a ottobre 2020, e a cui se ne è aggiunta un'altra di breve intervenuta tra maggio e giugno di 17 Mmc/g sul TENP (e che ha portato la capacità residua a soli 12 Mmc/g)
- maggiore richiesta di gas per il riempimento di stoccaggi in Ucraina, paese che punta a raggiungere una giacenza di 3 Gmc in più rispetto allo scorso anno, fattore che riduce la disponibilità per l'Austria e costringe a un aumento di import da NCG via Oberkappel.

I fondamentali descritti sono comunque a favore di un livello sostenuto dello *spread* ancora per i restanti mesi dell'estate, in una situazione che vede una giacenza in stoccaggio al 31 maggio allineata agli scorsi anni in Italia (+3%) rispetto a un aggregato nord europeo di gran lunga più abbondante (+60%) e che concorre al distacco tra i mercati.

Sull'anno termico in corso, sono attesi a Tarvisio volumi complessivi per 27 miliardi di metri cubi, e 15 miliardi a Mazara, valori allineati con le *Annual Minimum Quantity* contrattuali: pesano infatti a Tarvisio il riempimento stoccaggi ucraino che frena i volumi verso l'Italia, e a Mazara le residuali indicizzazioni *oil* che, data la salita dei prezzi del petrolio, rendono meno economica questa fonte rispetto alle indicizzazioni *hub* o ai volumi *spot*. Anche per il GNL è attesa una prosecuzione robusta dei *send-out* sulla stagione estiva, per un volume totale sull'intero anno termico che supererebbe gli 11.5, il valore più alto mai registrato.

FIGURA 2.7. VOLUMI GAS IMPORTATI IN EUROPA DALLE PRINCIPALI ROTTE (Gmc)



In questo contesto non si vedono ragioni particolari a supporto di un proseguimento dei prezzi bassi dopo l'estate.

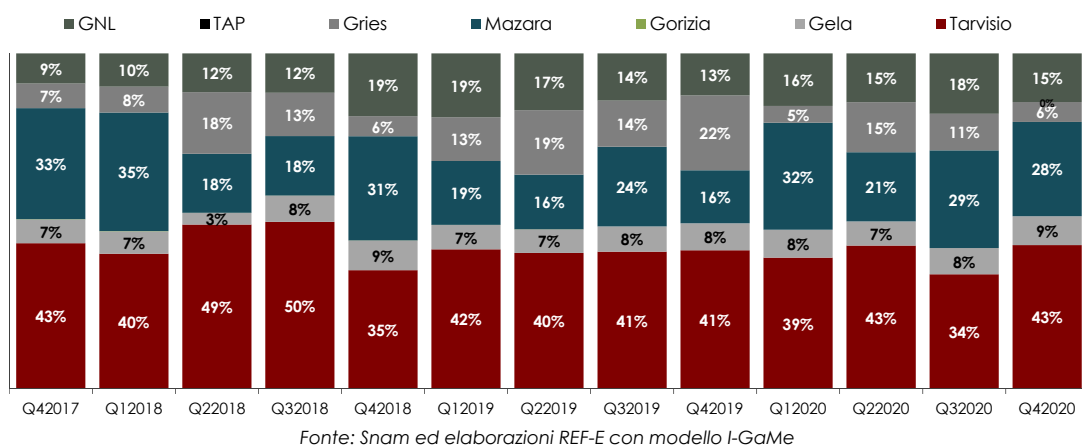
La ripresa della domanda asiatica in inverno verso livelli in linea con quelli attesi (in crescita), dovrebbe assestare anche la domanda di GNL. Nonostante sembrino scongiurate ipotesi di *shortage* come quelle avvenute a cavallo tra il 2017 e il 2018, uno scenario di questo tipo è coerente con un ritorno dei prezzi in linea con le formule indicizzate *oil* opportunamente scontate, corrispondenti a un livello medio del TTF al di sopra dei 20 €/MWh, e 22 €/MWh al PSV.

I livelli dei prezzi del gas e dello *spread* tra PSV e TTF risentiranno anche di ulteriori fattori.

Le nuove tariffe di trasporto, in vigore a partire da gennaio 2020 e armonizzate rispetto alle previsioni del Codice di Rete europeo, non dovrebbero comportare cambiamenti strutturali al differenziale PSV-TTF. Per l'Italia, il beneficio proviene dall'eliminazione della componente variabile sui punti di *entry*, di valore intorno ai 0.30 €/MWh e sarà compensato dalla salita delle componenti fisse, che si portano a 0.34 €/MWh a Passo Gries (+ 0.17 €/MWh) e a 0.30 €/MWh a Tarvisio (+ 0.05 €/MWh). Un effetto netto che, rispetto alla struttura tariffaria attuale, porta lo *spread* logistico al TTF valutato a Passo Gries a scendere di circa 15 centesimi. Tuttavia, le modifiche tariffarie tedesche che, secondo le stime ARERA, hanno un impatto di circa 0.35 €/MWh sulle rotte per l'Italia, comporterebbero un effetto aggregato in aumento del differenziale di 20 €/cent/MWh circa. Dai valori pubblicati da Bnetza, l'Autorità tedesca sull'energia, emerge che nel singolo gasdotto che connette l'Olanda alla Svizzera, l'aumento è di circa di 15 €/cent, sia all'*entry* Bocholtz che all'*exit* Wallbach: pertanto in condizioni normali, nessun effetto è atteso per lo *spread* logistico, poiché le riduzioni all'*entry* in Italia sono compensate dagli aumenti sul tratto tedesco. Gli incrementi delle tariffe sui tratti fuori dall'Italia vanno ad aumentare il prezzo finale pagato dal consumatore: il trasferimento a valle del PSV della componente variabile riduce infatti lo *spread* logistico con il TTF ma non la spesa del consumatore finale.

Le vicende legate al contratto di transito ucraino potrebbero avere conseguenze molto elevate per il mercato europeo. Gli scontri politici tra l'ucraina Naftogaz e la russa Gazprom hanno reso difficile il concretizzarsi

FIGURA 2.8. DISPACCIAMENTO GAS IN ITALIA (%)



BOX. L'EVOLUZIONE DELLA REt DOPO GLI INTERVENTI DELL'AUTORITÀ

La componente *REt*, a copertura degli oneri per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, è una delle componenti principali del costo logistico per i consumatori e la sua previsione necessaria per prevedere i costi di produzione dell'energia elettrica da cicli combinati. Questa ha assunto, nel corso degli anni, una crescente rilevanza in termini economici, dovuta, tra l'altro, alla lievitazione dei prezzi dei certificati bianchi. Le preoccupazioni sul forte impatto di tale componente nel costo finale del gas hanno indotto l'ARERA nel 2018 (Delibera 172/2018) a mantenere fisso per l'intero anno il valore della componente a 1.33 €cent/Smc, e a definire in via anticipata quello per il primo trimestre 2019, a quota 1.594 €cent/Smc. Successivamente (Delibere 107/2019 e 262/2019) ha ritenuto opportuno confermare il livello in vigore per il 2019 e fino al secondo trimestre 2020, sottolineando comunque che gli uffici dell'Autorità erano al lavoro per effettuare approfondimenti tecnici e giuridici al fine di prevedere modifiche nelle modalità di applicazione della componente tariffaria.

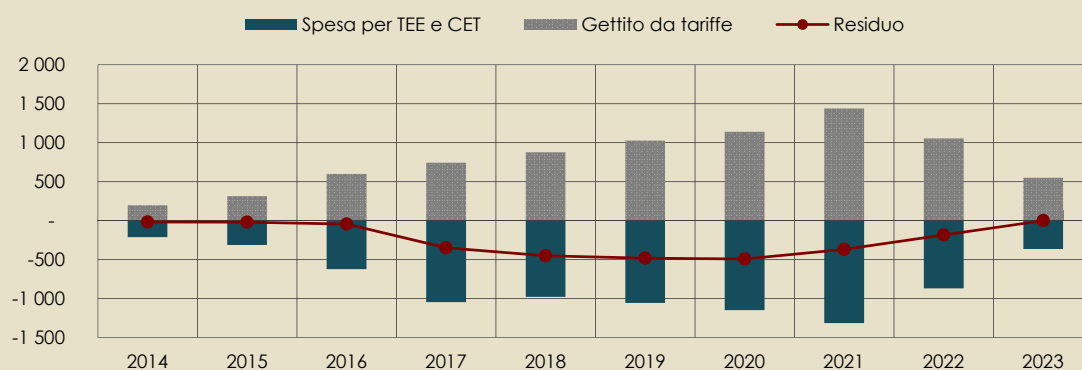
La *REt* è composta da tre parti:

- parte di fissa per l'alimentazione del fondo per il Teleriscaldamento e l'Efficienza Energetica edilizia della pubblica amministrazione, pari a 0.05 €cent/Smc
- parte fissa per l'alimentazione del fondo per lo sviluppo tecnologico e industriale, pari a 0.08 €cent/Smc
- parte a copertura dei costi dei meccanismi dei certificati bianchi (TEE), del Conto Energia Termico (CET) CET e del meccanismo di promozione del biometano, variabili periodicamente sulla base dell'evoluzione dei costi sostenuti.

Le necessità di finanziamento del meccanismo dei TEE (a rimborso dei distributori che supportano i costi di acquisto dei certificati) sono cresciute esponenzialmente fino al 2018, sia per la crescita della quota d'obbligo, sia per il rincaro dei prezzi dei TEE che hanno raggiunto un valore medio di 330 €/TEE. A partire da quest'anno il Ministero dello Sviluppo Economico ha imposto un *cap* al contributo tariffario pari a 250 €/TEE, ponendo dunque un freno alla salita del costo da recuperare tramite la componente, ma bisogna tenere in considerazione la necessità di recuperare un disavanzo tra costi e ricavi maturato negli anni passati: secondo le nostre stime, a fronte di una spesa totale di circa 3.1 miliardi di euro dal 2014 al 2018, il gettito da tariffe ammonta a 2.7 miliardi di euro; rimangono dunque residui 450 milioni di euro da recuperare. Anche la spesa per il CET è di recente aumentata considerevolmente, con un incremento medio annuo dal 2016 al 2018 maggiore del 110%.

Tenendo in considerazione l'evoluzione dei costi dei due programmi di efficientamento, abbiamo stimato in maniera conservativa la possibile crescita della spesa totale, e da questo calcolato la tariffa necessaria a un completo rimborso della spesa, considerando che i programmi rimarranno in vita fino al 2020 e che sia possibile recuperare i costi in tariffa fino al 2023. Il valore della *REt* (per la parte variabile) si stabilizza a circa 1.8 €cent/Smc dal secondo trimestre 2020, per iniziare a scendere solo dopo il 2022, a meno che i programmi non vengano rifinanziati.

FIGURA 1. SPESA PER TEE E CET AI FINI DEL CALCOLO DELLA COMPONENTE REt (M€)



Fonte: stime REF-E

dell'accordo sul transito del gas dall'Ucraina dopo il 31 dicembre 2019, data nella quale cessa il contratto attualmente in essere. Naftogaz, temendo problematiche alle forniture interne, sta conducendo una campagna di massiccio riempimento delle infrastrutture di stoccaggio con l'obiettivo di portarle a una giacenza di 20 Gmc entro l'avvio del prossimo inverno, circa 3 miliardi in più rispetto a quanto solitamente iniettato⁴. Tuttavia, spiragli nella definizione dell'accordo sono emersi nei primi giorni di giugno, a seguito della proposta di Gazprom nei confronti di Naftogaz di risolvere bilateralmente la disputa che li vede protagonisti, fattore che consentirebbe un accordo sul transito allineato alle condizioni attuali. Il transito attraverso l'Ucraina fornisce attualmente circa 80 Gmc/a all'Europa. L'assenza di queste forniture lascerebbe l'Europa dell'est priva di adeguate fonti di offerta per coprire la domanda, e il resto d'Europa fortemente dipendente dalle importazioni di GNL per la copertura della domanda, non essendo attivabili ulteriori fonti di offerta nel breve periodo. È dunque nell'interesse primario dell'Europa una soluzione alla controversia tra i due paesi verso un rinnovo del contratto di transito. D'altro canto i rischi di un mancato rinnovo sono talmente elevati da non essere riflessi nemmeno parzialmente nei *forward*, che si attestano attualmente su valori intorno ai 19.3 €/MWh al TTF, mentre al PSV è prezzato uno *spread* di circa 2.2 €/MWh, coerente con il costo logistico.

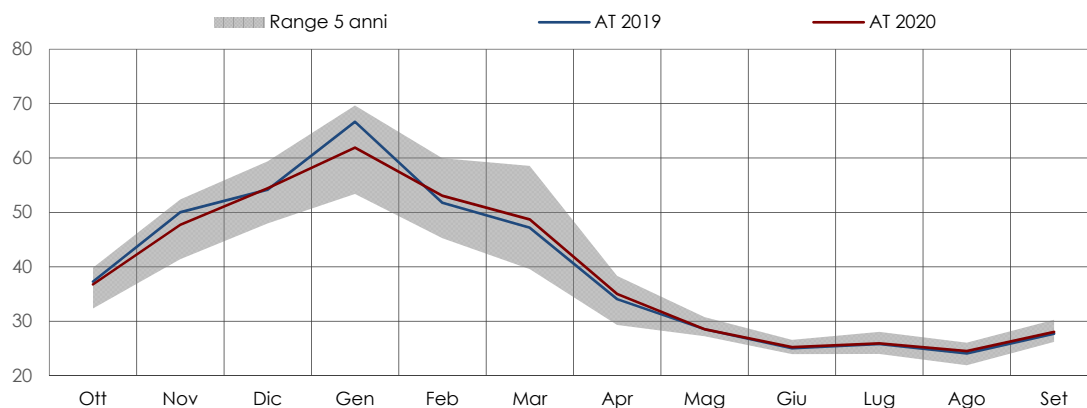
Una soluzione, almeno parziale, al problema ucraino è notoriamente affidata al progetto Nord Stream 2, sul completamento del quale non sono ancora date annunciate definitive. Il progetto soffre in particolare delle opposizioni della Danimarca nei confronti della costruzione dell'infrastruttura nel proprio tratto di mare. La Danimarca ha infatti temporaneamente bloccato la costruzione del Nord Stream 2 nel mar Baltico a seguito della richiesta da parte dell'Agenzia danese per l'energia di conduzione di una valutazione ambientale sul tracciato del gasdotto. Il proponente ha intanto presentato alla Danimarca la richiesta di costruzione del gasdotto lungo un percorso alternativo che attraversi la zona economica esclusiva, in una porzione di mare in precedenza contesa tra Danimarca e Polonia e su cui appare essere stato raggiunto un accordo che permette lo sviluppo di eventuali progetti.

Nonostante una discesa dei consumi gas in Europa durante l'inverno, i prelievi nell'anno termico in corso si confermano tendenzialmente al di sopra della media quinquennale.

La domanda per l'AT19 si attesterebbe a 472 Gmc, una leggera discesa (-3%) rispetto allo scorso anno spiegata principalmente dalle temperature miti registrate nell'inverno appena trascorso che hanno ridotto i prelievi per riscaldamento (-5% rispetto all'inverno precedente per un volume totale di 307 miliardi di metri cubi) e da un consumo estivo atteso il linea con le medie storiche (165 Gmc).

In Italia, il prelievo dagli impianti termoelettrici rimane sostenuto ma la discesa del consumo domestico guida al ribasso la domanda totale. È atteso nell'anno termico in corso un prelievo totale di circa 73 Gmc, minore (-1%) rispetto allo scorso anno, valore comunque maggiore della domanda media degli ultimi cinque anni. La piccola flessione dei consumi è spiegata dal minor prelievo da reti di distribuzione rispetto allo scorso inverno (-8%) e da un minor utilizzo di gas dal comparto industriale (-4%). Sul finire del 2019, la domanda sarà sostenuta dalla minore producibilità idroelettrica prevista nell'ultimo trimestre inferiore di 0.3 TWh rispetto al 2018. La ripresa dei prezzi gas attesa per il prossimo anno termico e la riduzione della convenienza economica del gas sul carbone per la produzione elettrica determina una discesa dei consumi gas del comparto termoelettrico (-12% rispetto all'anno termico in corso), fattore che guida al ribasso i consumi totali (71 Gmc, -3%) fino a un valore allineato alla media quinquennale.

FIGURA 2.9. EVOLUZIONE DEI CONSUMI GAS IN EUROPA (Gmc)



Fonte: dati storici Jodigas e previsioni REF-E

⁴ I dati di inizio giugno mostrano una giacenza degli stoccaggi in Ucraina intorno agli 11.5 Gmc, circa 2 Gmc superiori rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Fonte: AGSI.

TABELLA 2.3. EVOLUZIONE DEI CONSUMI GAS IN ITALIA (Gmc)

Trimestre	Distribuzione	Industriale	Termoelettrico	Altro	Totale	Temperature
Q4-2017	11.3	3.8	7.0	0.7	22.8	12.8
Q1-2018	15.3	3.9	6.1	0.7	26.0	9.9
Q2-2018	4.2	3.5	4.5	0.3	12.5	19.5
Q3-2018	2.9	3.2	6.4	0.6	13.0	24.6
AT-17	33.6	14.4	24.0	2.3	74.3	16.7
Q4-2018	10.1	3.6	6.4	0.7	20.8	12.6
Q1-2019	14.3	3.8	6.6	0.8	25.5	8.2
Q2-2019*	4.7	3.5	5.5	0.3	14.1	18.2
Q3-2019*	2.9	3.3	6.1	0.6	12.9	24.1
AT-18	31.9	14.2	24.7	2.4	73.2	15.8
Q4-2019*	10.7	3.9	6.2	0.7	21.4	11.5
Q1-2020*	14.4	4.0	5.5	0.7	24.6	8.2
Q2-2020*	4.0	3.6	4.5	0.4	12.4	19.6
Q3-2020*	2.9	3.4	5.5	0.5	12.3	24.1
AT-19	31.9	14.8	21.7	2.3	70.8	15.9

* Previsioni

Fonte: dati storici Snam

APPROFONDIMENTO 1

MERCATO DEL GAS VERSO UN NUOVO EQUILIBRIO

Il mercato del gas naturale sta vivendo una fase di forte transizione e trasformazione che sta interessando il settore a livello globale. Gli scenari di domanda al rialzo, guidati dalla crescita asiatica, sono tenuti sotto osservazione dai *player* gas e GNL, e da essi dipende soprattutto l'evoluzione dell'offerta di GNL disponibile.

L'Europa dal canto suo continua a essere un mercato dalla domanda stabile: gli scenari non mostrano cambiamenti strutturali al netto di variazioni legate stagionalmente alle temperature o ai livelli di *switching* carbone-gas. Tuttavia, diversi elementi di natura differente sono in procinto di affacciarsi sui mercati europei, e l'impatto potenziale su flussi o prezzi per alcuni di loro è di grande rilevanza.

Per analizzare la situazione a livello italiano ed europeo, abbiamo identificato sei elementi di novità per i prossimi 1-3 anni.

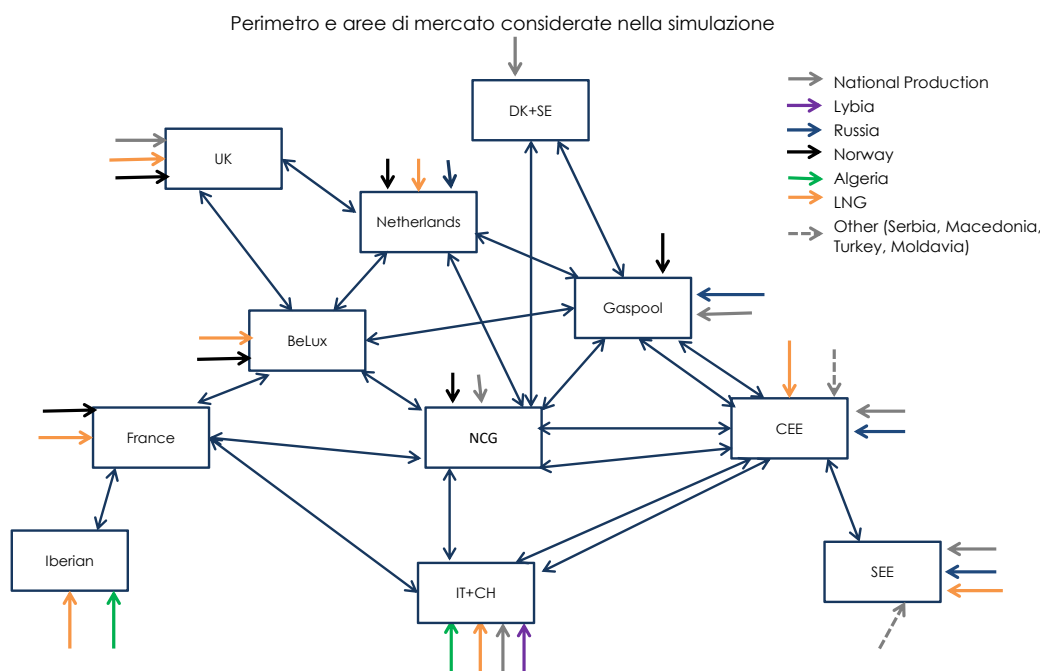
- **Nuove tariffe *entry-exit* e codice TAR.** Dal 2020 regole tariffarie *entry-exit* armonizzate. In Italia, l'eliminazione del costo variabile in *entry* riduce il PSV, frenato tuttavia dall'aumento di quelle tedesche in *exit*.
- **Avvio nuovo stoccaggio IGS.** Avvio graduale del nuovo stoccaggio di Corneigliano gestito da Ital Gas Storage: 1.3 miliardi di metri cubi di *working gas* disponibili entro tre anni, caratteristiche tecniche flessibili e idonee per nuovi servizi di stoccaggio.
- **TAP: una nuova fonte di approvvigionamento.** *Trans Adriatic Pipeline* completo all'87.5% (aprile 2019) aprirà la nuova rotta di import dall'Azerbaijan: attesa entrata in funzione per tardo 2020, capacità di 10 Gmc/a, contratti *long term* per 8 Gmc/a.
- **Si riduce la produzione interna: il caso Groningen.** Il campo di Groningen, da una produzione superiore ai 50 Gmc/a fino al 2013 (60% della produzione olandese), potrà produrre 12 Gmc il prossimo AT e sarà gradualmente chiuso entro il 2030.
- **Caso Ucraina: la fine dei TOP?** Più di 80 Gmc/a di gas russo è transitato dall'Ucraina nel 2018, in linea con i volumi LTC. Contratto di transito in scadenza a fine 2019 e soggetto a numerosi contenziosi tra Naftogaz e Gazprom.
- **Nord Stream 2.** Raddoppio del gasdotto esistente (55 Gmc/a) e del tratto europeo Eugal già quasi completamente contrattualizzato. Più potere negoziale della Commissione verso Gazprom data l'estensione delle regole sul TPA ai nuovi gasdotti *off-shore*.

UN APPROCCIO MODELLISTICO ALLA VALUTAZIONE D'IMPATTO

Grazie all'utilizzo di EU-GaMe, il modello proprietario REF-E che simula il comportamento dei flussi gas all'interno del perimetro europeo, abbiamo svolto una serie di analisi *What-if*, per valutare l'impatto di questi nuovi elementi sui flussi e sui prezzi prevalenti nelle principali aree di mercato europee. Partendo da uno scenario di riferimento (*Caso Base*), è stato valutato l'impatto di tre scenari alternativi su flussi e prezzi: chiusura di Groningen e avvio del gasdotto TAP (*Caso 1*); chiusura del transito ucraino (*Caso 2*) e avvio del Nord Stream 2 (*Caso 3*).

Il *Caso Base* assume:

- domanda europea in linea con le medie storiche (470 Gmc/a) opportunamente suddivisa per aree di mercato
- capacità di stoccaggio e disponibilità delle infrastrutture in import in linea con quella esistente
- più di 100 contratti di importazione di gas e GNL sia *long term*, con descrizione dei vincoli di quantità minime e massime, sia *spot*
- produzione interna pari a circa 130 Gmc, produzione di Groningen a 20 Gmc
- tariffe per l'uso delle infrastrutture in linea con quelle attuali e previste.



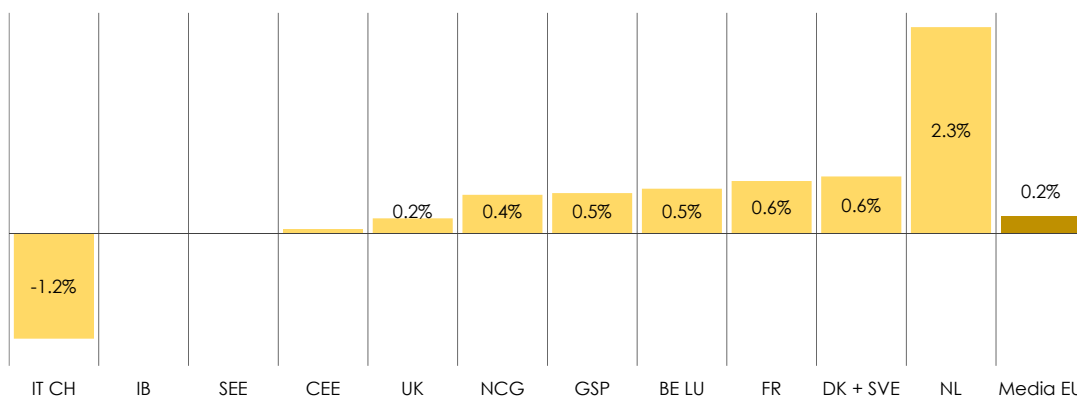
CASO 1: CHIUSURA DI GRONINGEN E AVVIO DEL GASDOTTO TAP

La prima simulazione è stata condotta per valutare l'impatto di due eventi che quasi certamente si realizzeranno nei prossimi anni: la chiusura progressiva del giacimento olandese di Groningen, e l'avvio del gasdotto TAP che collega l'Azerbaijan alle coste italiane. L'entrata in funzione del TAP, attesa non prima del 2020, prevede un volume contrattualizzato di circa 8 miliardi di metri cubi annuali a fronte di una capacità tecnica che potrebbe gestirne fino a 10 (o 20 in caso di potenziamento). Anche la chiusura del giacimento olandese Groningen è attesa oltre il 2020, tuttavia la velocità di riduzione dell'*output* si fa sempre più spedita a causa dell'aumento del numero di terremoti correlati alle attività di estrazione. Gli ultimi aggiornamenti suggeriscono una rapida discesa fino a 12 Gmc nel prossimo anno termico a seguito di una recente scossa di terremoto che ha interessato l'area del giacimento.

Grazie all'incremento delle forniture da Sud, l'Italia in questo scenario attrae minori flussi sia dalla rotta di Passo Gries (che attraversa NCG e approda a Wallbach prima di entrare in Svizzera) sia da quella che arriva a Tarvisio (che generalmente trasporta gas russo, in transito sia dalla rotta Ucraina sia dal Nord Stream). L'Olanda invece necessita di maggiore gas a compensazione della minor coltivazione, con maggiori flussi provenienti dalla Norvegia diretti verso tutti i paesi connessi via gasdotto.

La sostituzione dei flussi nord Europei e russi con quelli azeri consente all'Italia un vantaggio in termini di prezzi medi all'*hub* (-1% rispetto al *Caso Base*), mentre peggiora la situazione nel Nord Europea (TTF oltre il 2%), movimenti che implicano una riduzione dello *spread* PSV-TTF del 40%. Stesso destino anche per tutti gli altri mercati del nord, che registrerebbero una salita generalizzata.

CASO 1: EFFETTO SUI PREZZI



CASO 2: CASO 1 + CHIUSURA DEL TRANSITO DALL'UCRAINA

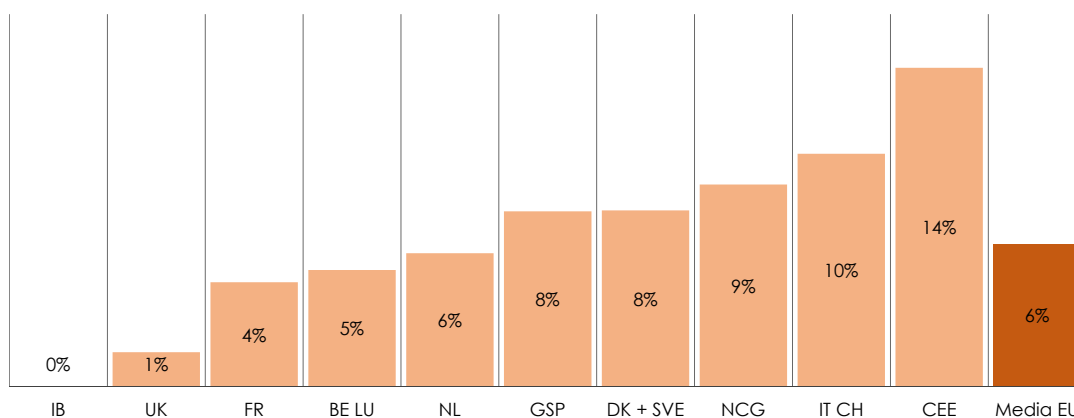
Il secondo esercizio prevede che oltre alla chiusura di Groningen e all'avvio del TAP si verifichi anche l'interruzione dei flussi provenienti dall'Ucraina a causa del mancato rinnovo dell'accordo tra Gazprom e Naftogaz. Il volume oggetto di transito è attualmente di circa 80 Gmc/a, ma il contratto in essere è in scadenza a fine 2019: i negoziati per il rinnovo sono in corso e vedono attive sia le controparti russe e ucraine, ma anche l'Unione Europea data l'importanza strategica del flusso russo verso l'Europa. A oggi il transito attraverso l'Ucraina è l'unico che consente le forniture ai paesi dell'area sud-orientale europea. Per evitare uno scenario di *shortage* per questi paesi è dunque necessario ipotizzare che continuino a essere riforniti tramite l'Ucraina o tramite una rotta proveniente da Sud (come il *South Stream*). Questo elemento da solo testimonia la gravità per l'Europa di una simile situazione.

I mancati flussi sono sostituiti con il ricorso a tutte le fonti disponibili:

- la massimizzazione delle capacità residue di import dalla Russia consente di recuperare circa 30 Gmc
- la Norvegia potrebbe intervenire fino a un massimo di 13-14 Gmc aggiuntivi (anche i giacimenti norvegesi hanno raggiunto il picco di produzione) con flussi verso il TTF e il Gaspool, ma a scapito di quelli verso Gran Bretagna e Francia, i più distanti dalla rotta del Nord Stream
- i restanti volumi devono essere soddisfatti da un aumento di import di gas liquefatto, prevalentemente verso i paesi del nord Europa che hanno più capacità libera: quasi 48 Gmc aggiuntivi (per un totale di volumi che sfiorerebbe i 100 Gmc), la maggior parte diretta verso le aree di Francia e Belgio (+28 Gmc), Olanda (+13 Gmc) e UK (+5 Gmc).

Avendo ipotizzato che il GNL sia la fonte più costosa, l'effetto sui prezzi è di aumento per l'intera Europa (+6% in media), con maggiori aggravii per l'Italia (+10%) a causa della salita del flusso via Passo Gries, ma anche gli *hub* tedeschi Gaspool (+8%) e NCG (+9%) che si troverebbero a dover importare il gas mancante a prezzo maggiore.

CASO 2: EFFETTO SUI PREZZI



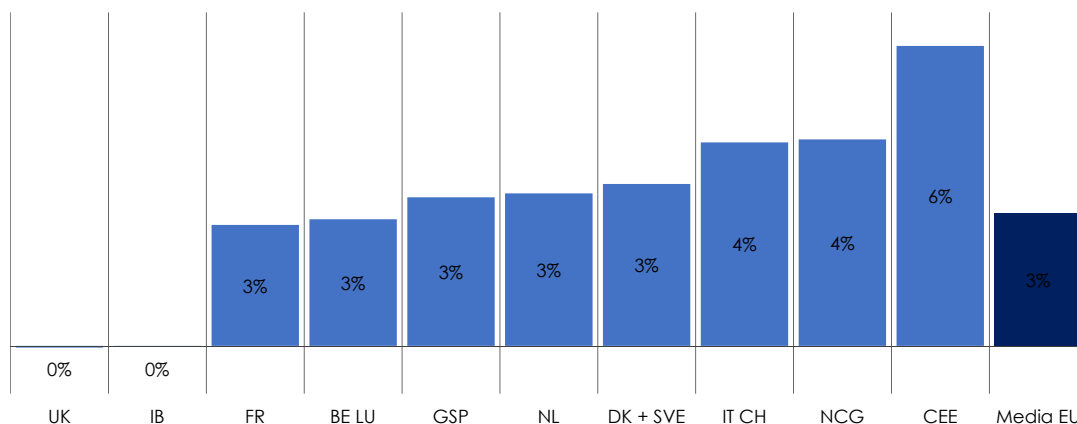
CASO 3: CASO 1 + 2 + AVVIO DEL NORD STREAM 2

Infine, l'ultimo esercizio condotto vede l'entrata in funzione del Nord Stream 2 in concomitanza con l'interruzione del transito ucraino. Il Nord Stream 2, attraverso il raddoppio del gasdotto esistente di collegamento tra la Russia e la Germania attraverso il mare del Nord, per aggiuntivi 55 Gmc/a, è ostacolato da molti paesi. Di recente la Danimarca ne ha contrastato il passaggio presso le proprie acque territoriali rimandando ulteriormente la fase di avvio dei lavori in territorio europeo.

L'avvio di questo gasdotto comporta maggiori flussi per quasi 40 Gmc verso Gaspool attraverso il punto di *entry* di Greifswald. Tuttavia non tutto il flusso mancante dall'Ucraina è compensato: interviene, seppur in maniera limitata, la Norvegia con un aumento dei flussi verso la stessa Gaspool e il Belgio, mentre i restanti volumi (+20 Gmc) sono nuovamente assicurati dal GNL verso Francia, Olanda e Regno Unito.

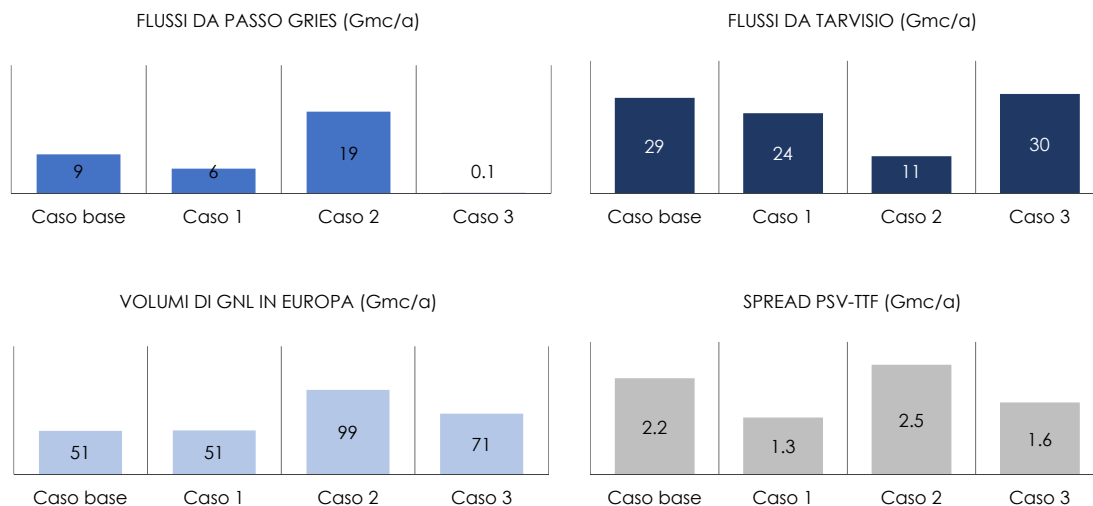
Emblematici i risultati sui prezzi: anche con il nuovo gasdotto funzionante vi è una maggiore costo per tutti i paesi europei rispetto al caso di import attraverso l'Ucraina, anche per la Germania che registra una salita dei prezzi tra il 3 e il 4%. Una situazione questa che ribadisce l'interesse per l'intera Europa di una soluzione che preveda la coesistenza di entrambe le rotte di gas russo.

CASO 3: EFFETTO SUI PREZZI



Ne emerge, in sintesi, un quadro di debolezza del mercato gas europeo per i prossimi anni, soprattutto se dovessero ripresentarsi situazioni di scarsità sul mercato del GNL e che mettono in competizione Europa e Asia per l'approvvigionamento del metano liquido (situazione già vista l'anno scorso e che come visto nel *Capitolo* dedicato non si può del tutto escludere per il futuro). Anche perché nel complesso la disponibilità di fornire accessibili di gas è fondamentale per consentire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030, che richiedono sì la crescita massiccia delle fonti rinnovabili, ma anche la sostituzione delle fonti più inquinanti del gas (carbone per la produzione termoelettrica e derivati del petrolio per i trasporti). L'Italia, in posizione periferica rispetto alle fonti di approvvigionamento del Nord, è tra le regioni che maggiormente potrebbero essere influenzate da momenti di scarsità.

CONFRONTO DEI QUATTRO CASI CONSIDERATI



Fondamentali, dunque, tornano a essere le prospettive del Nord Africa. L'area è notoriamente ricca di giacimenti, ma anche affamata di energia per sostenere la crescita interna, mentre gli investimenti sono resi difficili dall'instabilità politica. Tuttavia, nuove interessanti prospettive potrebbero aprirsi per l'Europa, e per l'Italia in particolare, dalla possibilità di export del gas prodotto dal maxi giacimento di Zohr, che sta entrando in produzione in tempi record, attraverso i terminali di liquefazione oggi poco o nulla utilizzati di Damietta e Idku. Anche la situazione algerina è da tenere sotto controllo. Nel breve la scadenza dei contratti di lungo periodo (a oggi sono stati rinnovati solo quelli di Eni per 10 Gmc e quelli di Enel per 3 Gmc, rispetto all'import medio di 18 Gmc degli ultimi anni) aumenta le preoccupazioni per la sicurezza degli approvvigionamenti in Europa. Non è detto che la scadenza dei contratti non sia l'occasione per una nuova organizzazione degli scambi che consenta maggiore flessibilità rispetto a quella attuale. Ma la strada sembra in salita data la difficile situazione interna del paese, la scarsità degli investimenti (il progetto del nuovo giacimento di Ahnet è stato di recente abbandonato) e la completa assenza di forme di mercato.

3. OUTLOOK PER IL MERCATO ELETTRICO

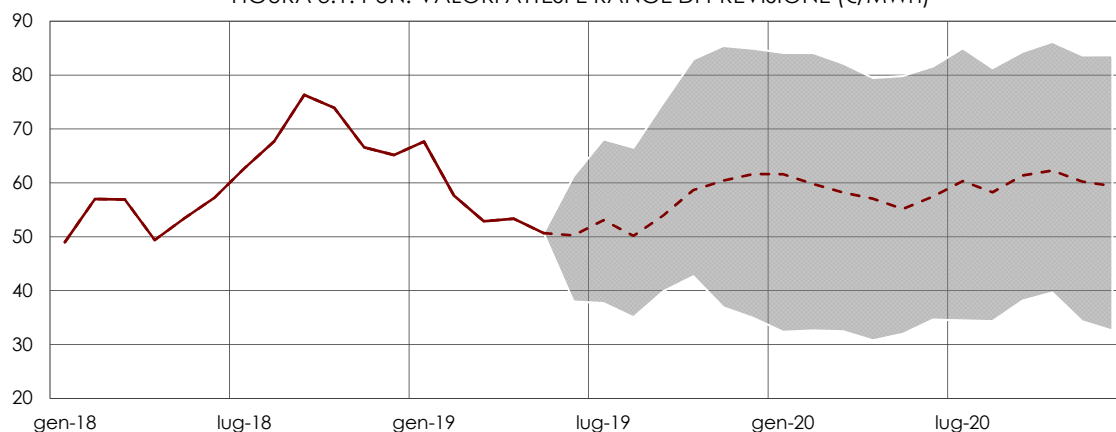
MARGINALITÀ

La marginalità positiva del 2019, guidata dalla volatilità del mercato del gas, è destinata in condizioni normali e essere riassorbita nei prossimi mesi.

L'avvio del 2019 ha registrato una rapida discesa dei prezzi elettrici italiani ed europei, *trend* coerente con l'andamento dei prezzi del gas naturale e del carbone. In Italia, i valori di *Clean Spark Spread* (CSS) consuntivi (+1.72 nei primi 5 mesi dell'anno), alti rispetto alle medie stagionali anche al netto delle condizioni dei fondamentali (scarsità idroelettrica), sono indice del fatto che la discesa dei prezzi gas viene recepita con un certo grado di ritardo da quelli elettrici: gli approvvigionamenti a termine della materia prima possono determinare un costo di produzione superiore a quello riflesso dallo *spark spread* calcolato sui prezzi *spot*.

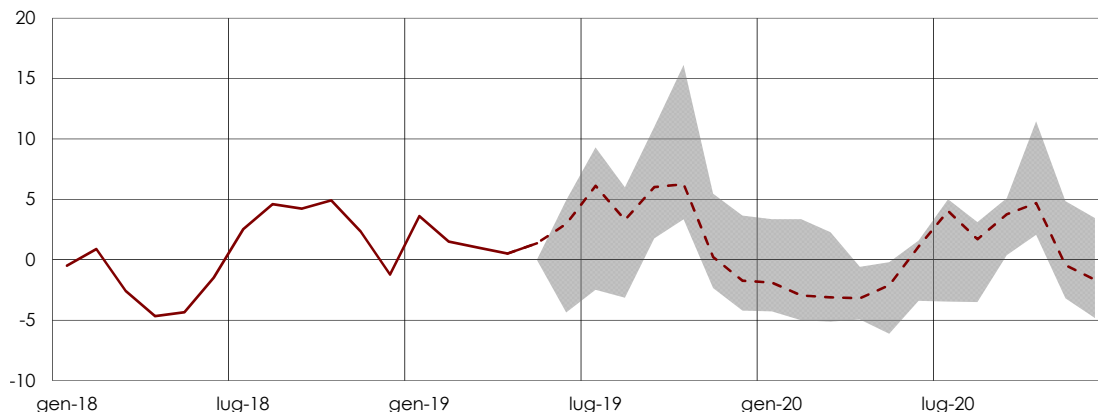
Sull'estate è attesa una ridotta producibilità idroelettrica rispetto alle medie storiche, sulla base degli attuali livelli di invaso dei serbatoi, che, insieme alla maggiore competitività del costo variabile dell'impianto a gas su quello a carbone legato alle dinamiche *cross commodity*, darebbe spazio a un aumento del contendibile termoelettrico a gas: uno scenario che concorre al mantenimento di un CSS positivo (2.60 €/MWh in media 2019) e a prezzi elettrici medi di 59 €/MWh. Nel 2020 invece è possibile un ritorno a marginalità *baseload* nulla per i cicli combinati, data una probabile riduzione dello spazio contendibile causato in particolare dai maggiori flussi di importazione attesi conseguentemente all'entrata in funzione dei cavi con Francia e Montenegro.

FIGURA 3.1. PUN: VALORI ATTESI E RANGE DI PREVISIONE (€/MWh)



Fonte: GME e previsioni REF-E con Step

FIGURA 3.2. CSS: VALORI ATTESI E RANGE DI PREVISIONE (€/MWh)



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

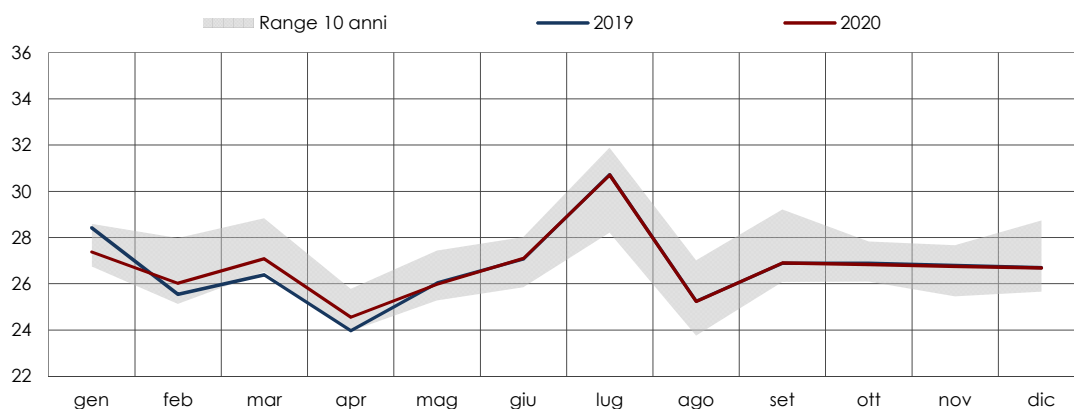
LA DOMANDA

I consumi rimangono bassi nel 2019, principalmente per motivi contingenti, che lasciano prevedere una, seppur contenuta, ripresa nel 2020.

La richiesta elettrica del 2019 è in riduzione rispetto al 2018 (320.6 TWh attesi contro i 321.9¹ TWh del 2018): i primi mesi dell'anno² hanno già fatto registrare una flessione (-0.9%), mentre per i restanti mesi la moderata crescita economica non lascia spazio a cambiamenti strutturali dell'evoluzione della domanda, in uno scenario di temperature in linea con le medie storiche. Nel 2020, invece, viene previsto un rialzo dei consumi a 321.2 TWh. Le variazioni climatiche attorno alla media hanno un impatto contenuto sulle previsioni di domanda e di prezzo elettrico: in uno scenario di temperature allineate a quelle massime storiche nei mesi caldi e a quelle minime nei mesi freddi aumenta la richiesta elettrica di circa 3 TWh nel 2019 e di circa 5 TWh nel 2020, ma con limitati effetti sul PUN che salirebbe rispettivamente di 0.59 €/MWh e 1 €/MWh. Uno scenario contrapposto invece, con temperature minime nei mesi caldi e massime nei mesi freddi, diminuisce la richiesta rispettivamente di circa 5 TWh e 6 TWh, con una riduzione del prezzo elettrico di 1.02 €/MWh e 1.22 €/MWh nei due anni.

GENERAZIONE RES-E

FIGURA 3.3. ANDAMENTO MENSILE DELLA RICHIESTA ELETTRICA (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e GME

Le abbondanti precipitazioni di inizio anno non bastano per il recupero di producibilità idroelettrica.

Lo scenario di riferimento considera una generazione da fonti rinnovabili di 113 TWh nel 2019, in rialzo del 2% rispetto ai valori consuntivi 2018: è soprattutto il contributo di eolico e fotovoltaico a spingere al rialzo le previsioni, mentre la ridotta idraulicità di inizio anno porta a una stima di producibilità idroelettrica totale al di sotto delle medie storiche. Il 2020 è atteso in ulteriore rialzo a 117 TWh (+5% sul 2018) al rientro dei valori di idroelettrico allineati con le medie stagionali.

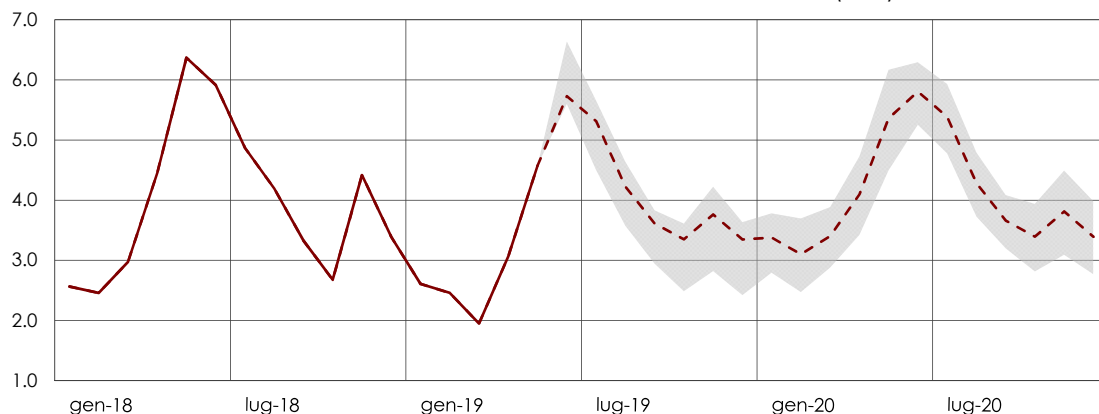
L'idroelettrico è la maggiore fonte rinnovabile in termini di producibilità, ma anche quella con più variabilità assoluta sul livello complessivamente prodotto in un anno: per questo assume un ruolo rilevante nella definizione del contendibile termoelettrico e quindi della competitività del mercato su orizzonte annuale. Nei primi quattro mesi del 2019, la producibilità idroelettrica (10.1 TWh) è stata ridotta rispetto a quella del 2018 (12.5 TWh) per due ragioni legate alle condizioni meteorologiche: le precipitazioni invernali attestatesi al di sotto della media storica e le basse temperature registrate in questi ultimi mesi che hanno ostacolato lo scioglimento degli accumuli nevosi. Questi due fenomeni che negli ultimi mesi hanno ridotto il livello degli invasi nei bacini idroelettrici inducono a una previsione di volume complessivo di energia idroelettrica prodotta nel 2019 di 44 TWh, in calo di circa 3.6 TWh rispetto ai 47.6 TWh registrati lo scorso anno. Per il 2020, invece si assume un *load factor* idroelettrico in linea alla media storica degli ultimi dieci anni³ applicato a ipotesi di crescita della potenza installata: il volume di energia elettrica risultante è di 49.1 TWh.

¹ Dato Terna preconsuntivo, solitamente rivisto in fase di pubblicazione dei dati statistici definitivi.

² Dati disponibili fino al 30/04/2019.

³ 2009 – 2018.

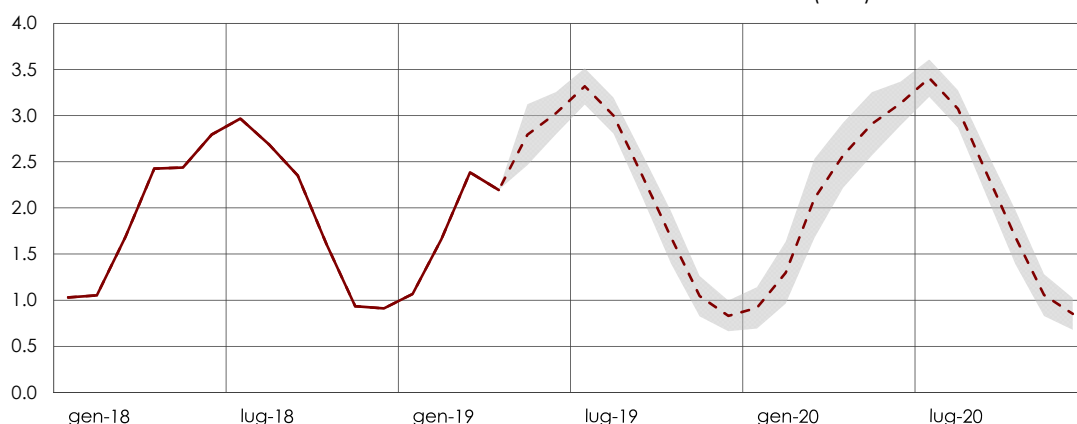
FIGURA 3.4. IDROELETTRICO E RANGE DI PREVISIONE (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e GME

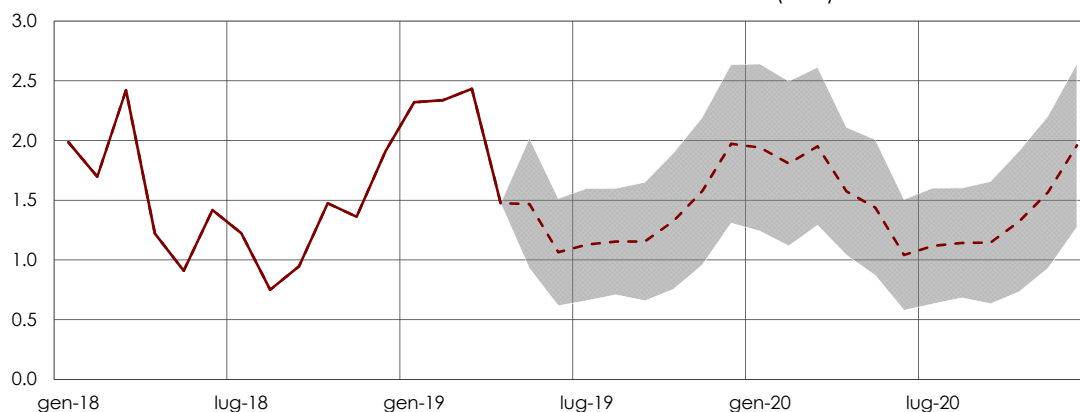
La generazione fotovoltaica è stimata a 25.4 TWh nel 2019, in rialzo di 2.5 TWh rispetto al 2018: questo andamento è stato riscontrato già nel primo quadrimestre dell'anno quando sono stati generati 1.1 TWh in più rispetto al primo quadrimestre dello scorso anno⁴. Per gli impianti eolici, è attesa un'immissione in rete di circa 19.4 TWh nel 2019, 2.1 TWh in più rispetto al 2018. Anche in questo caso i motivi di questo rialzo sono dovuti al funzionamento di questi impianti in questi primi mesi dell'anno che ha generato 0.7 TWh in più rispetto a quanto registrato nello stesso periodo del 2018⁵.

FIGURA 3.5. FOTOVOLTAICO E RANGE DI PREVISIONE (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e GME

FIGURA 3.6. EOLICO E RANGE DI PREVISIONE (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e GME

⁴ Tali stime sono state costruite per entrambi gli anni applicando il *load factor* medio degli ultimi cinque anni alle ipotesi di evoluzione della capacità installata, prevista in espansione sia per il fotovoltaico sia per l'eolico.

⁵ Per ciascuna fonte di generazione rinnovabile i range di previsione sono stati costruiti utilizzando la variabilità storica del fattore di utilizzo orario (rapporto tra la generazione oraria e la capacità installata).

CAPTURED PRICES

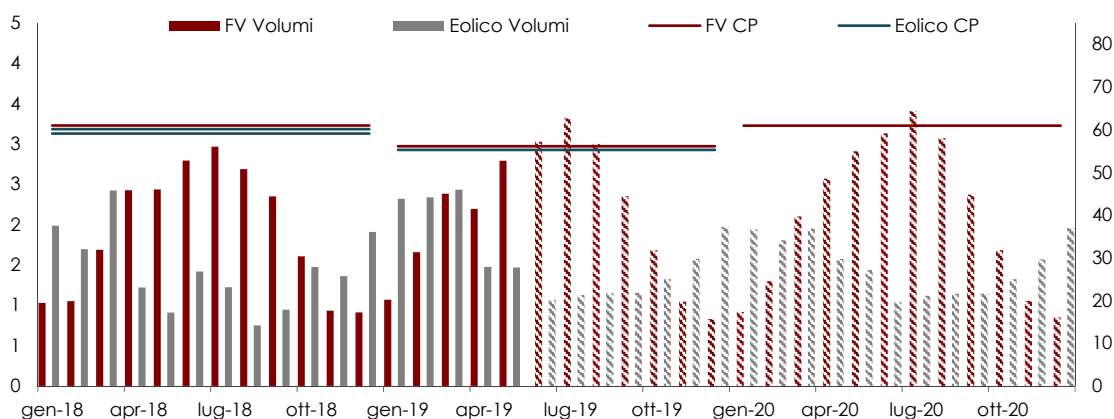
L'effetto domanda limita la "cannibalizzazione" del solare.

La redditività degli impianti eolici e fotovoltaici è strettamente dipendente dal profilo orario del prezzo elettrico e dal profilo orario di produzione. I *captured prices* rappresentano il prezzo elettrico medio ponderato per le quantità generate dalle rispettive tecnologie, assumendo un profilo zonale di producibilità medio in linea con i dati storici di *actual generation* pubblicati da Terna.

Per il fotovoltaico, il prezzo medio annuo catturato⁶ è previsto in linea col PUN per entrambi gli anni prospettici, attestandosi rispettivamente a 56.15 €/MWh e 60.97 €/MWh, indicando che la capacità fotovoltaica non è ancora del tutto sufficiente a scatenare il fenomeno della "cannibalizzazione", ovvero la forte riduzione del PUN nelle ore di alta generazione fotovoltaica. Inoltre, la maggiore attività di questi impianti si concentra nei mesi estivi quando, soprattutto a luglio, sui prezzi prevale ancora l'effetto di incremento della domanda rispetto a quello connesso alla penetrazione della produzione solare. Nonostante ciò, un parziale effetto "cannibalizzazione" è visibile nei mesi primaverili, quando la contrazione della richiesta elettrica aumenta la capacità degli impianti fotovoltaici di ridurre il prezzo elettrico.

I *captured prices* dell'eolico, invece, si assestano al di sotto del PUN *baseload* a quota 55.30 €/MWh nel 2019 e 59.13 €/MWh nel 2020, in quanto tendenzialmente l'attività di questi impianti si concentra maggiormente nei mesi in cui i prezzi *spot* sono più bassi.

FIGURA 3.7. CAPTURED PRICES (sx: TWh, dx: €/MWh)



Fonte: GME, Terna e previsioni REF-E

Attesa l'espansione dell'import nel 2020 con i nuovi cavi da Francia e Montenegro.

Sul fronte importazioni, il 2019 si è aperto con una flessione delle importazioni nette, in particolare dalla frontiera Nord. Sebbene nei primi quattro mesi dell'anno i differenziali di prezzo con i paesi confinanti siano stati sostanzialmente in linea con quelli del 2018⁷, i volumi complessivi di energia elettrica importata sono stati inferiori di 2.2 TWh rispetto allo stesso periodo dello scorso anno come conseguenza di una minore *Net Transfer Capacity* dovuta a manutenzioni. Le previsioni, quindi, sono state ridimensionate rispetto alla precedente previsione, pur ipotizzando il ritorno a una *Net Transfer Capacity* completa nei prossimi mesi dell'anno, passando da 44.6 TWh a 43.4 TWh. Per il 2020, invece, la previsione non cambia e segna un'espansione della quantità di energia elettrica acquistata dall'estero rispetto al 2019 di circa 6.7 TWh con un ammontare complessivo di 50.1 TWh, sulla base di due assunzioni:

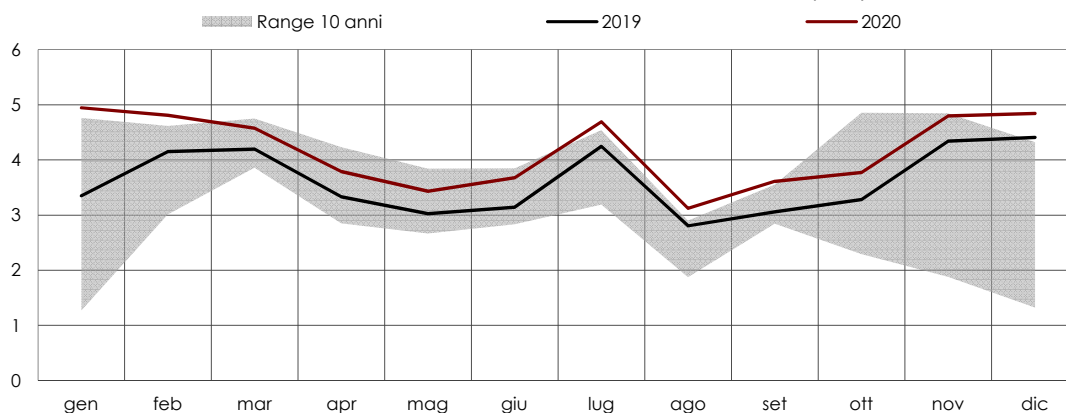
- il potenziamento della *Net Transfer Capacity* con la Francia grazie alla nuova linea HVDC di potenza pari a 1,200 MW operativa a partire da inizio 2020. La linea assicurerebbe maggiore energia all'Italia per 5.6 TWh
- l'entrata in funzione del collegamento con il Montenegro di potenza pari a 1,000 MW che assicurerebbe maggiore energia per 4 TWh⁸.

⁶ Stimato utilizzando un profilo di generazione medio nazionale.

⁷ Differenziali in aumento con Francia e Svizzera, in calo con Austria e Slovenia.

⁸ I flussi di import sono stati stimati attraverso una simulazione di scenario della rete magliata europea, tramite il modello strutturale di REF-E Elfo++ Europa, rappresentando esplicitamente la struttura e l'evoluzione della domanda e dell'offerta nei paesi dell'area ENTSO-E.

FIGURA 3.8. SALDO ANNUALE IMPORT NETTO DALL'ESTERO (TWh)



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

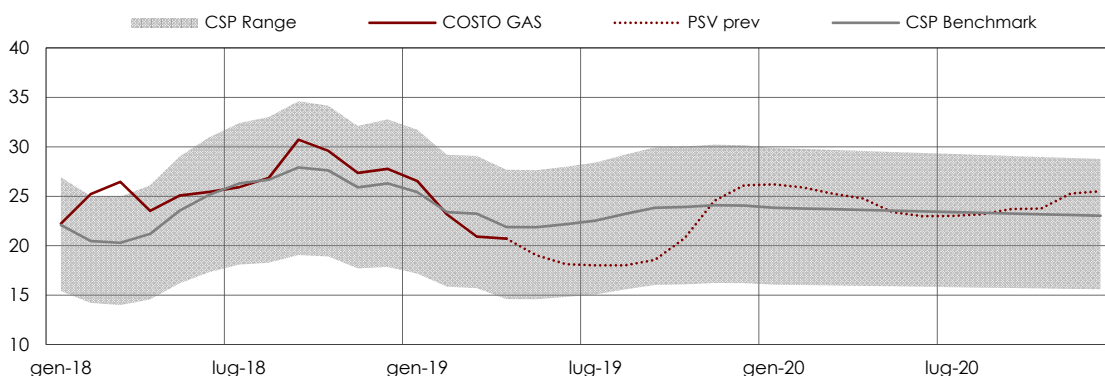
TERMOELETTRICO

I bassi prezzi del gas uniti agli alti livelli della CO2 stimolano l'utilizzo del ciclo combinato a gas.

Nel 2019 la contrazione dei consumi e la maggiore producibilità da fonte rinnovabile, nonostante la lieve flessione dell'import, provocano una contrazione della domanda contendibile termoelettrica di 2.6 TWh rispetto al 2018⁹, per un volume complessivo di 164.2 TWh. Nel 2020, invece, nonostante i maggiori consumi, l'aumento dei volumi di energia elettrica importati e la maggiore generazione rinnovabile potranno ridurre lo spazio di mercato per gli impianti termoelettrici fino ad un ammontare di circa 153.8 TWh¹⁰.

Al di là del volume della domanda residua, un ulteriore fattore rilevante per il mercato elettrico è la composizione del *mix* di offerta termoelettrica, ovvero le quote di generazione da impianti a carbone e a gas e quindi lo *switching* tra le due tecnologie. La **Figura 3.9** mostra un prezzo gas al PSV¹¹ per tutto il 2019 al di sotto del *Coal Switching Price* (CSP)¹² benchmark, che tendenzialmente renderà gli impianti a ciclo combinato molto competitivi, soprattutto nei mesi estivi, rispetto a quelli a carbone: i costi ancora sostenuti dalle emissioni di CO2, che impattano più le centrali a carbone che i CCGT, e la discesa stagionale del prezzo gas al PSV amplieranno questa condizione riscontrata nella prima parte del 2019. Si prevede, dunque, che gli impianti a ciclo combinato immetteranno in rete circa 119.4 TWh, 7 TWh in più di quanto prodotto nel 2018, mentre gli impianti a carbone potranno essere meno utilizzati totalizzando 18.1 TWh,

FIGURA 3.9. COAL SWITCHING PRICE (CSP) E PREZZI GAS* PREVISIONALI (€/MWh PCS)



*Inclusivi di costi di trasporto e logistica

Fonte: stime e previsioni REF-E

⁹ Rispetto alla precedente previsione, lo spazio di mercato per i termoelettrici è stato ampliato di circa 2.3 TWh alla luce di quanto consuntivato finora e delle nuove ipotesi sui fondamentali di mercato.

¹⁰ Per il 2020 la previsione è stata ridotta di circa 1.2 TWh esclusivamente a causa del ridimensionamento della richiesta di energia elettrica.

¹¹ A potere calorifico inferiore comprensivo di costi di logistica.

¹² Il *Coal switching price* (CSP) misura il grado di competitività *cross-commodity*, mettendo in relazione il gas naturale e il carbone. Nello specifico, l'indicatore mostra la soglia entro la quale il gas è più competitivo del carbone per la produzione termoelettrica: quando il prezzo del gas è superiore a tale soglia, la generazione a gas è più costosa rispetto a quella a carbone; viceversa nel caso contrario.

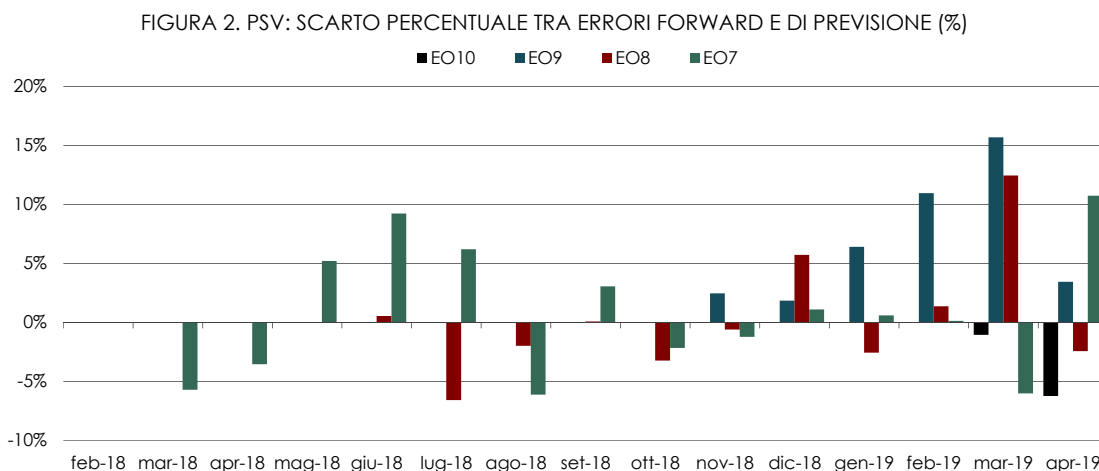
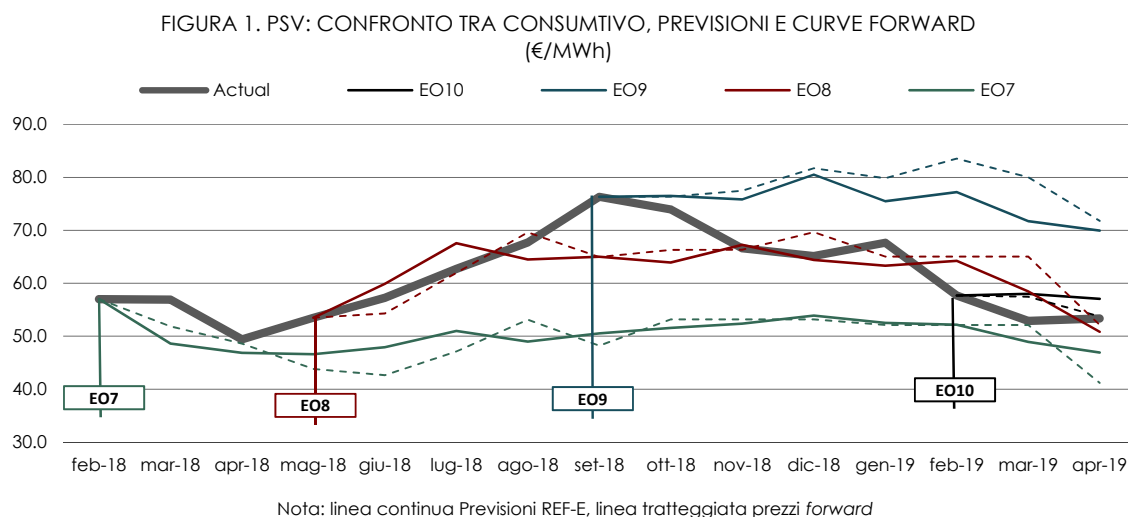
circa 8.2 TWh in meno di quanto generato lo scorso anno.

Nel 2020, invece, il livello di competitività del carbone riprenderà probabilmente quota, grazie alla risalita attesa dei prezzi del gas, soprattutto nei mesi freddi dell'anno in cui i consumi di gas aumentano, totalizzando 28.2 TWh, e riducendo nuovamente in volume complessivo atteso per gli impianti a gas sotto i 100 TWh.

BACKTEST

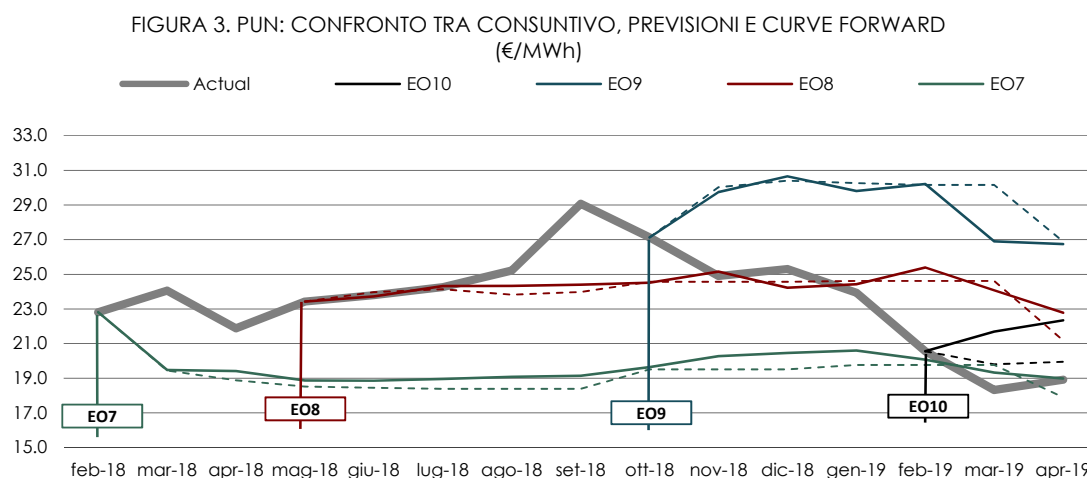
Analisi e confronto delle previsioni *Energy Outlook* rispetto ai prezzi *forward* di mercato e al consuntivo

PREZZI GAS ITALIA - PSV

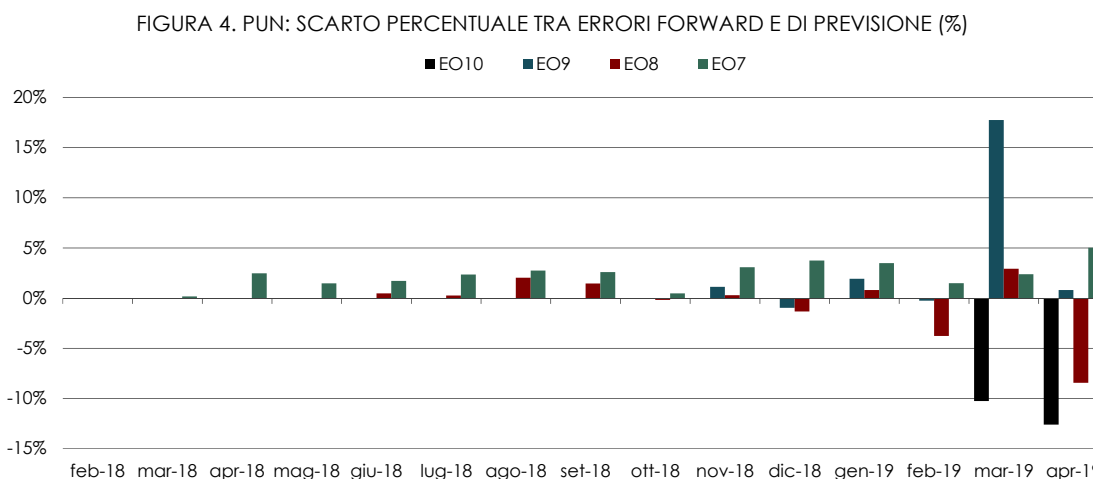


- I maggiori errori avvengono in concomitanza agli cambi strutturali globali di mercato (l'*Energy Outlook* n. 7 prima dell'avvio della corsa agli acquisti di GNL in Asia; l'*Energy Outlook* n. 9 prima dell'inizio della stagione invernale rivelatasi mite in Asia ed Europa)
- Lo scarto fra gli errori di previsione REF-E e gli errori delle curve *forward* è quasi sempre positivo, indicando una migliore *performance* delle previsioni REF-E rispetto ai *forward* stessi valutati al momento della previsione
- Gli errori di previsione aumentano in corrispondenza di eventi contingenti.

PREZZI POWER ITALIA - PUN



Nota: linea continua Previsioni REF-E, linea tratteggiata prezzi forward



- Le previsioni del PUN dipendono strettamente da quelle del prezzo gas di mercato data la marginalità degli impianti a ciclo combinato nella maggior parte delle ore
- Anche per il PUN lo scarto fra gli errori di previsione REF-E e quelli delle curve *forward* è positivo nella maggior parte dei periodi considerati e, in media, per quasi tutti gli *Energy Outlook*, indicando una maggiore accuratezza delle previsioni REF-E rispetto alle curve *forward*.

APPENDICE 1. TABELLA DI SINTESI DEGLI SCENARI

TABELLA 1. SINTESI DEGLI SCENARI*

	2018 Definitivo	2019 Scenario Reference	2020 Scenario Reference	2019 High	2020 High	2019 Low	2020 Low
Mercati del petrolio e scenario macroeconomico							
Pil (% variazione a/a)	0.9%	0.2%	0.7%				
Prezzo Brent (\$/bbl)	71.3	69.7	69.1	76.5	85.5	60.5	50.7
Tasso di cambio (\$/€)	1.18	1.14	1.17				
Mercato del gas naturale							
Prezzo gas al PSV (€/MWh a PCS) ⁽¹⁾	24.3	19.1	21.9	23.6	31.7	15.6	11.4
Spread PSV-TTF (€/MWh a PCS)	1.5	2.6	1.7	2.5	1.9	2.6	1.6
Costo di logistica variabile gas (€/MWh a PCI)	2.3	2.3	2.8	2.3	2.8	2.3	2.8
Mercato del carbone e dei permessi di emissione							
Prezzo carbone (\$/t) ⁽²⁾	91.9	69.7	75.0	75.3	85.9	60.5	54.2
Prezzo carbonio (€/tCO ₂ eq)	15.9	24.1	22.3	24.1	22.3	24.1	22.3
PUN e componenti di costo							
PUN (€/MWh)	61.3	55.9	59.3	70.1	86.4	43.4	50.3
Costo gas (€/MWh) ⁽³⁾	54.9	44.2	50.9	53.6	71.4	36.8	42.2
Costo carbone (€/MWh) ⁽³⁾	37.3	29.9	31.2	31.9	35.1	26.6	27.3
Onere ETS - impianti CCGT (€/MWh) ⁽⁴⁾	6.0	9.1	8.4	9.1	8.4	9.1	7.6
Onere ETS - impianti a carbone (€/MWh) ⁽⁵⁾	15.2	23.1	21.4	23.1	21.4	23.1	19.4
CSS (€/MWh)	0.4	2.6	0.0	7.4	6.6	-2.6	0.5
CDS (€/MWh)	8.7	2.8	6.7	15.0	29.9	-6.4	3.7
Consumi							
Domanda elettrica (TWh)	321.9	320.6	321.2	323.3	325.7	316.0	315.6
Domanda elettrica (% variazione a/a)	0.4%	-0.4%	0.2%	0.4%	0.7%	-1.8%	-2.0%
Domanda gas (Gmc)	72.3	73.9	70.3	75.2	74.0	72.6	67.1
Domanda gas (% variazione a/a)	-3.3%	2.2%	-4.9%	4.0%	-1.0%	0.0%	-8.0%
Generazione da fonti rinnovabili (TWh)	111.2	113.1	117.3	102.2	99.6	124.0	134.2
Idro	47.6	44.0	49.1	39.2	41.7	48.8	55.8
Eolico	17.3	19.4	18.0	15.2	11.0	23.7	25.0
Fotovoltaico	22.9	25.4	25.4	23.5	22.1	27.2	28.6
Geotermico	5.7	5.8	5.9	5.8	5.9	5.8	5.9
Biomasse e RSU	17.7	18.5	18.9	18.5	18.9	18.5	18.9
Import	43.9	43.4	50.1	43.4	50.1	43.4	50.1
Domanda contendibile	166.8	164.2	153.8	177.8	176.1	148.7	131.3

* Aggiornato al 31 Maggio 2019

⁽¹⁾ Al netto dei costi di logistica dal PSV alla centrale

⁽²⁾ Al netto dei costi di logistica

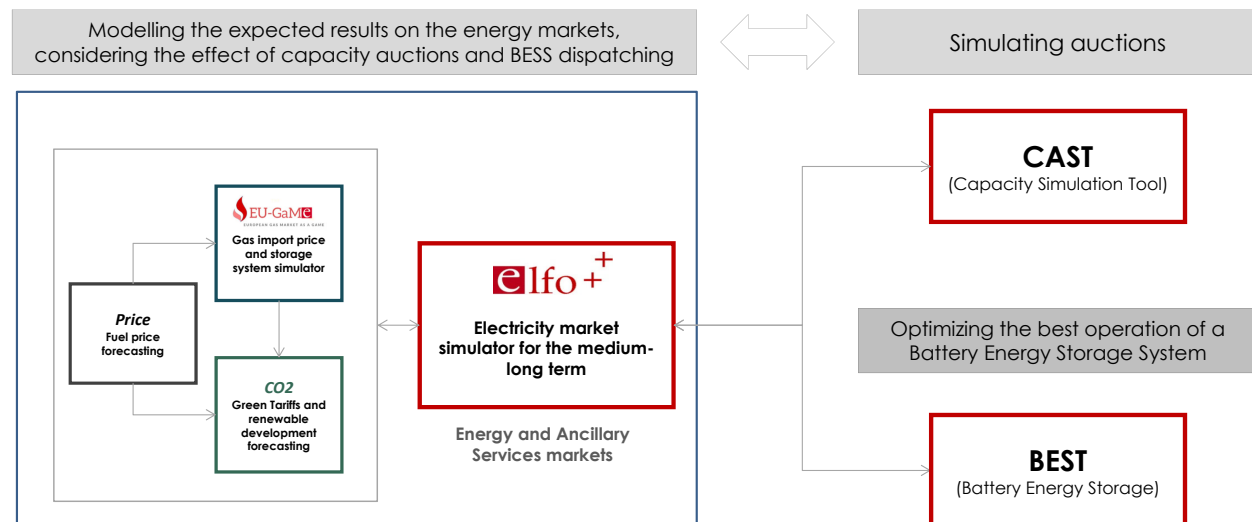
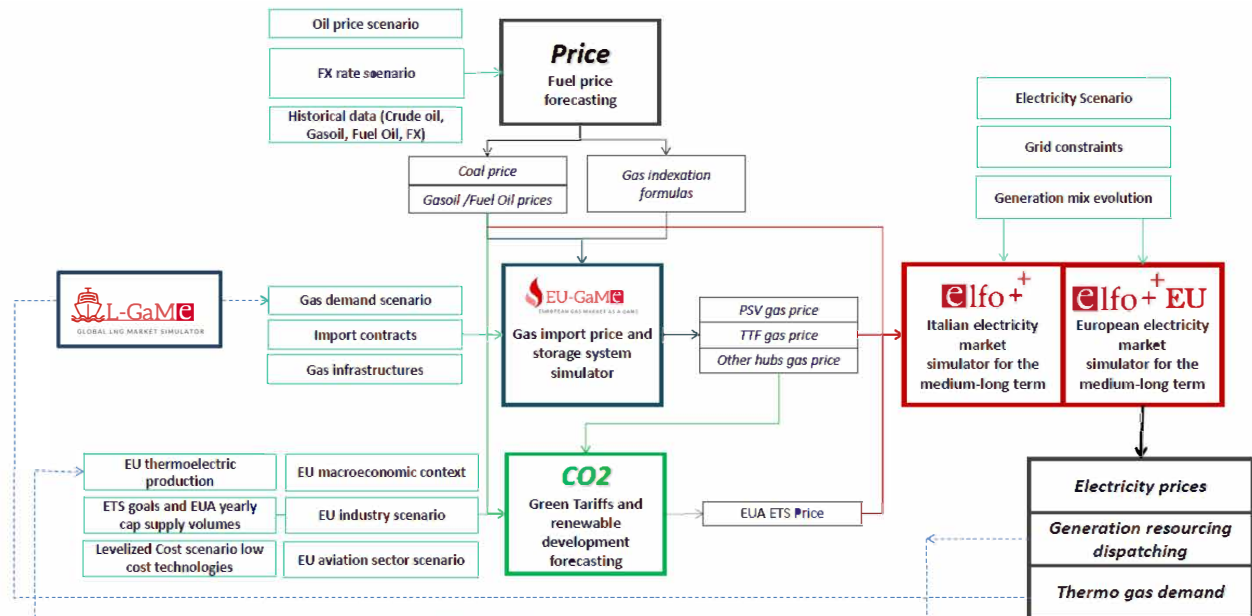
⁽³⁾ Inclusa logistica

⁽⁴⁾ CCGT con rendimento 53%

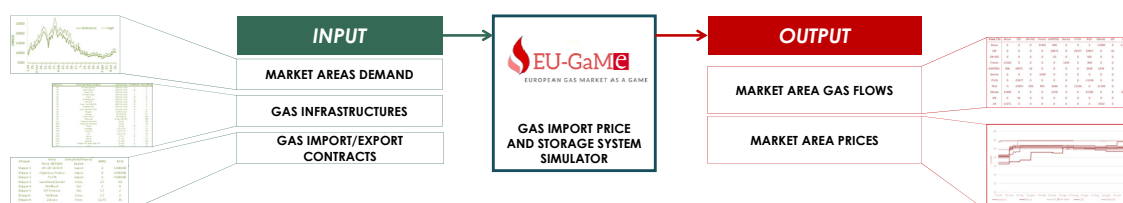
⁽⁵⁾ Onere ambientale impianto a carbone con rendimento 35%

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

I MODELLI DI REF-E



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

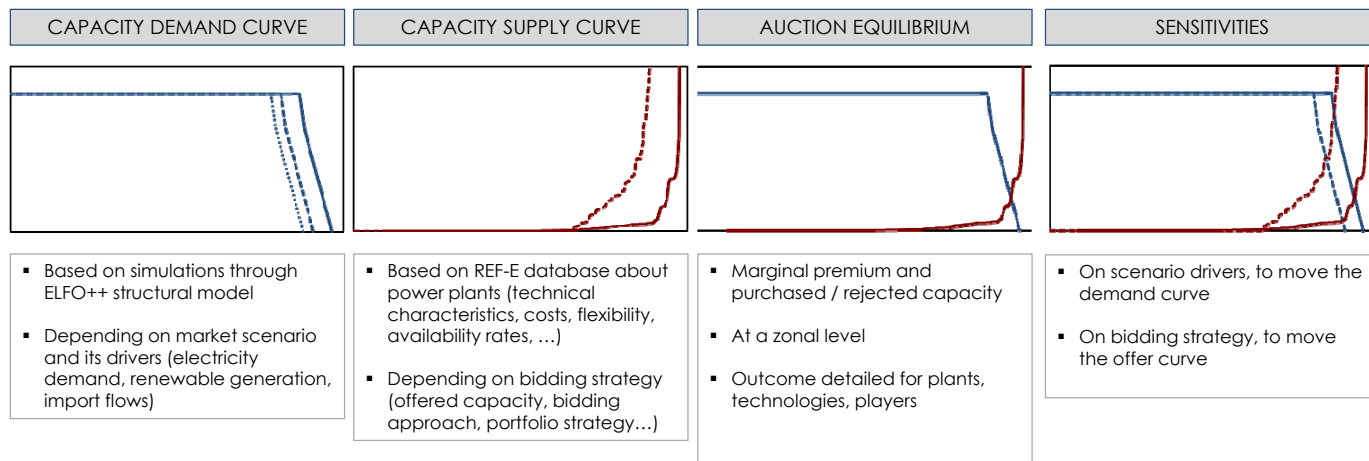
EU-GaMe is REF-E proprietary model, fully independently developed



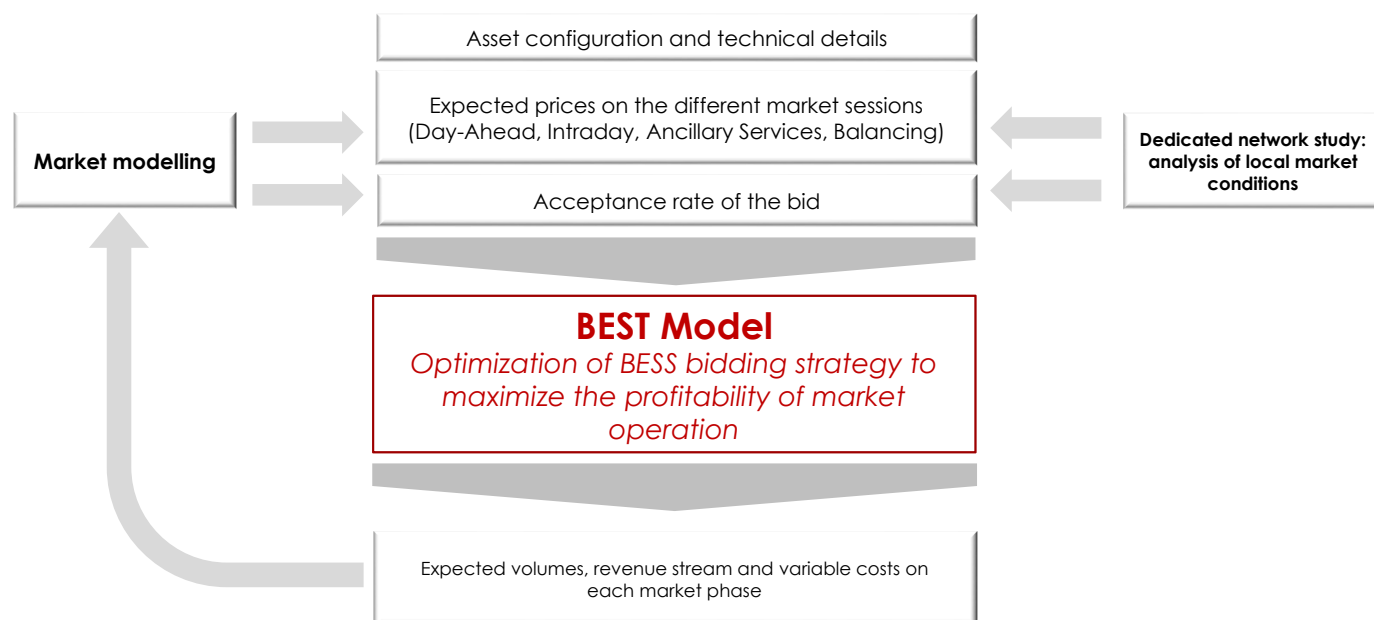
I MODELLI DI REF-E

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)



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 di 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