



Sottoscrittori

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

EXECUTIVE SUMMARY

pag. 3

1. SCENARIO MACROECONOMICO E COMMODITY

pag. 5

- L'economia mondiale rallenta
- Germania, Brexit ed elezioni: le incertezze per l'Europa
- Italia: la crescita rallenta
- Domanda e materie prime

pag. 5

pag. 6

pag. 8

pag. 11

2. OUTLOOK PER IL MERCATO GAS

pag. 14

- Mercati europei del gas: ancora tensioni
- L'outlook per il mercato italiano del gas naturale
- Box 2.1. Gli strumenti di flessibilità dello stoccaggio in Italia

pag. 14

pag. 17

pag. 20

3. OUTLOOK PER IL MERCATO ELETTRICO

pag. 24

- Il costo per i termoelettrici incide al rialzo sul PUN
- Box 3.1. I possibili effetti dell'indisponibilità degli impianti nucleari in Belgio
- Analisi di sensitività

pag. 24

pag. 27

pag. 30

FOCUS. I FLUSSI CROSS-BORDER ITALIANI FRA STRUTTURA E SCARSITÀ DELL'OFFERTA EUROPEA

pag. 33

FOCUS. IL RUOLO DELLE NUOVE RISORSE NEL MSD

pag. 36

APPENDICE I - TABELLA DI SINTESI DEGLI SCENARI

pag. 39

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, Tommaso Franci, Guido Gatti, Ana Georgieva, Paolo Marino, Melania Mercadante, Giorgio Perico, 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.

EXECUTIVE SUMMARY

Prosegue il *trend* al rialzo delle quotazioni dell'energia elettrica e del gas, in linea con gli andamenti delle *commodity* energetiche internazionali che hanno raggiunto i valori massimi degli ultimi cinque anni, e alla luce di una domanda di gas naturale rimasta sostenuta sia in Europa che in Asia. La crescita economica globale, seppur con diversi elementi di debolezza, prosegue a tassi positivi favorendo un aumento della domanda di energia: quella di petrolio, la *commodity* che sta guidando le altre quotazioni, raggiungerà entro fine anno il valore record 100 Mbbl/g. Le dinamiche globali al rialzo si sono scaricate anche sui mercati energetici locali: lungo i mesi estivi i prezzi del gas in Europa e in Italia hanno registrato un *rally* di oltre 10 €/MWh, quelli dell'energia elettrica del doppio. In Italia, il ritorno della producibilità idroelettrica su livelli in linea con le medie storiche decennali sta favorendo un aumento della produzione rinnovabile, prevista al rialzo di oltre 10 TWh sul 2018 e 2019 rispetto ai consuntivi dello scorso anno, a discapito del contendibile termoelettrico. In questo contesto di ritorno a valori di produzione contendibile su valori strutturali, il *clean spark spread* si ridimensionerebbe rispetto ai consuntivi degli scorsi anni. La produzione a carbone rimane competitiva dato un prezzo della CO₂ che, benché salito di oltre il 60% durante l'estate, nel breve termine fa ancora fatica a raggiungere un livello coerente con il costo di *switching* carbone-gas di lungo.

Le politiche commerciali statunitensi di stampo protezionistico e la fine delle politiche monetarie accomodanti condotte dalle banche centrali americana ed europea, rischiano di rallentare le economie globali. Le stime di consenso di crescita globale per il 2018 e il 2019 sono scese al 3.7%, rispetto al 3.8%-3.9% previsti precedentemente. Sulla crescita prospettica dell'Italia incide anche l'incertezza legata alle politiche del nuovo governo, e la conferma di una politica fiscale espansiva. Gli elementi di debolezza della manovra e l'aumento dello *spread* tra BTP italiani e BUND tedeschi salito oltre quota 300 punti base non consentono di prevedere una crescita del PIL superiore all'1.2% nel 2018, che potrebbe ulteriormente rallentare a quota 1% nel 2019.

Il rallentamento dell'economia non sembra frenare la domanda di petrolio, in crescita negli ultimi due anni ad un passo di 1.5 Mbbl/g, valore confermato anche per le previsioni 2019. L'impatto sui prezzi dell'aumento della domanda è ampliato da possibili tensioni sull'offerta: tagli ulteriori all'offerta rispetto a quelli stabiliti nell'accordo OPEC / non-OPEC potrebbero provenire da Venezuela e Iran: il primo paese alle prese con una grave crisi economica che ha condotto alla riduzione di produzione interna di petrolio del 40% da inizio anno; il secondo che, a partire da novembre, vedrà l'applicazione di sanzioni da parte degli Stati Uniti per chiunque acquisti petrolio dal paese, minacciandone dunque l'export.

Il rialzo delle quotazioni dell'energia elettrica e del gas in Europa si spiega non soltanto con la crescita delle quotazioni del petrolio, ma anche con l'aumento della domanda di gas cinese, i cui consumi potrebbero arrivare a superare i 270 Gmc nel 2018 (erano poco superiori ai 200 Gmc nel 2016). La domanda asiatica è stata particolarmente sostenuta in estate, causando un'impennata delle quotazioni di GNL cresciute lungo la stagione di più del 65%. Anche la domanda europea di gas è stata sostenuta per l'esigenza di ristabilizzare le giacenze di stoccaggio, scese molto rapidamente proprio al termine della stagione di erogazione dello scorso anno stoccaggio. Tuttavia le tensioni sul mercato europeo sono causate soprattutto dal razionamento dell'offerta, conseguente alla graduale riduzione di produzione dal campo di Groningen: la fonte marginale per l'Europa diventa dunque il GNL: di conseguenza i prezzi tendono ad allinearsi alle quotazioni del gas liquido. Questa tendenza, molto evidente negli ultimi mesi, persisterà con tutta probabilità anche nei prossimi mesi.

Il legame tra prezzi del gas europei e prezzi del GNL asiatico implica: a) un aumento del commercio internazionale di GNL (durante l'estate il *reloading* europeo ha toccato i 6 Gmc); b) un nuovo forte legame tra i prezzi del gas e prezzi del petrolio, a cui i contratti di GNL sono ampiamente indicizzati. Queste dinamiche continuano a guidare anche il prezzo del gas italiano: in particolare, il prezzo al PSV continua a mostrare uno *spread* positivo con il TTF, tuttavia l'assenza di particolari tensioni sul nostro mercato riduce lo *spread* al di sotto del costo logistico, situazione perlopiù prevalente nel corso dello scorso anno.

In Italia, le quotazioni al rialzo del gas e della CO₂ hanno determinato un aumento del costo marginale degli impianti a ciclo combinato a gas, la tecnologia che fissa il prezzo elettrico nazionale nella gran parte delle ore. In assenza dei fattori che negli anni passati avevano aumentato il mercato contendibile (la quota di domanda che deve essere soddisfatta dalla produzione termoelettrica) l'aumento dei prezzi si è tradotto solo

parzialmente in aumenti di marginalità. Ipotizzando questo contesto anche per i prossimi mesi (che implica condizioni climatiche in media e assenza di tensioni sull'import) le condizioni di costo sono comunque compatibili con un prezzo in aumento fino ai livelli massimi degli ultimi cinque anni. Attorno a questo scenario, ipotesi di ulteriori aumenti sembrano oggi più probabili che ipotesi di ribasso. Alla variabilità delle condizioni climatiche, che possono far oscillare il prezzo tra i -3 €/MWh e i +5 €/MWh rispetto alla media, si aggiungono i rischi di scarsità di tagli all'import esacerbati rispetto al passato dall'estendersi anche al Belgio delle problematiche sulle centrali nucleari. Appare invece, alle condizioni attuali, meno probabile una contrazione della produzione a carbone, dato un prezzo della CO2 che, benché salito di oltre il 60% durante l'estate, nel breve termine fa ancora fatica a raggiungere un livello coerente con il costo di *switching* carbone-gas di lungo.

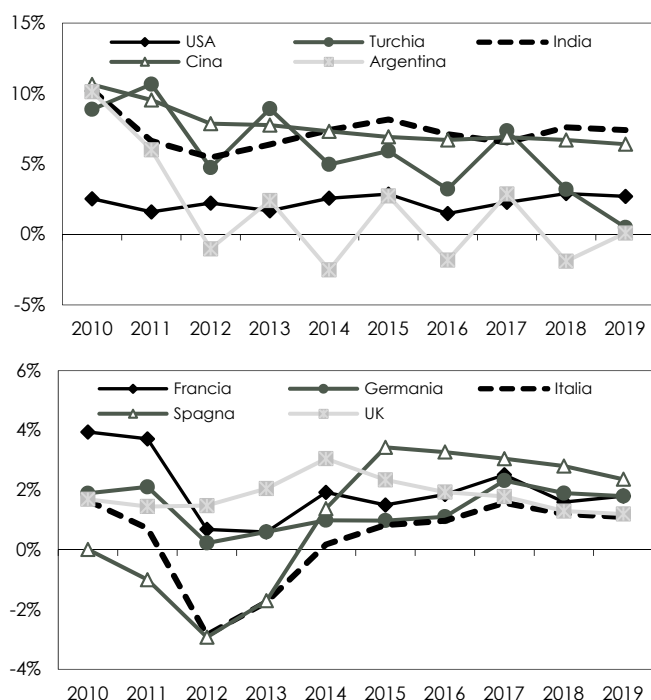
1. SCENARIO MACROECONOMICO E COMMODITY

L'ECONOMIA MONDIALE RALLENTA

Gli scenari per il 2019/2020 partono da una revisione al ribasso della dinamica tendenziale dell'economia mondiale e di quella italiana da ascrivere prevalentemente al freno che si è già visto sul commercio mondiale nel primo semestre di quest'anno e all'emergere delle crisi in alcuni paesi in via di sviluppo. Se fino al primo trimestre 2018 l'economia mondiale ha sperimentato una solida crescita estesa alla maggior parte delle economie dei paesi avanzati e di quelli in via di sviluppo, oggi si assiste a una fase asimmetrica di crescita delle economie (Figura 1.1). Le stime più recenti, prodotte dall'OCSE e da FMI a

fine settembre indicano una crescita del +3.7% nel 2018 e nel 2019 imputabile principalmente all'aumento del PIL degli Stati Uniti, che continuano a sperimentare tassi di crescita superiori al +2% e previsti in aumento, e della Cina il cui PIL cresce stabilmente con valori superiori al +6%. Tra le economie avanzate, quelle che hanno rallentato sono le economie europee. La crescita stimata per l'area euro nel 2018 è pari al +2% in ribasso rispetto al +2.5% del 2017, con previsione al 2019 di ulteriori rallentamenti (le stime OCSE prevedono un +1.9% nel 2019). La crescita del PIL tedesco rallenta al +1.9% nel 2018, dopo aver registrato un +2.5% nel 2017. Anche la Francia rallenta, passando dal +2.3% nel 2017 al +1.6% nel 2018. Il Regno Unito, la cui economia è in una fase di forte tensione in ragione della prospettiva dell'uscita dall'Unione Europea durante la prossima primavera, registra un +1.3%, quasi mezzo punto percentuale più basso del 1.7% registrato nel 2017. L'Italia sperimenta un rallentamento dell'economia simile a quello delle altre economie europee. Dopo esser cresciuto del +1.6% nel 2017, secondo le stime OCSE la crescita del PIL italiano sarà pari a 1.2% nel 2018, in diminuzione del 0.4%. Il gap di crescita tra Italia e le altre economie europee si riduce, ma ciò è dovuto al maggior rallentamento proporzionale delle economie straniere rispetto a quella italiana. Anche i paesi in via di sviluppo e le economie dei mercati emergenti hanno registrato forti decelerazioni. Le più gravi in Argentina dove è in corso una fase di grave crisi che chiuderà l'anno con una decrescita del PIL (-1.9%), e in Turchia, per la quale l'OCSE stima una crescita al +3.2% nel 2018, in ribasso di circa 4 punti dal +7.4% del 2017. Il rallentamento dell'economia globale e il proseguimento delle tensioni commerciali continueranno a frenare l'export italiano, una

FIGURA 1.1. ANDAMENTO DEL PIL DELLE ECONOMIE MONDIALI



Fonte: OCSE; 2018, 2019 valori stimati

delle componenti principali della nostra economia, anche nella seconda parte dell'anno come messo in luce dalle indicazioni provenienti dai dati congiunturali degli indicatori qualitativi sugli ordini manifatturieri. Per il prossimo anno occorre valutare le potenzialità offerte dall'indebolimento dell'euro e lo sviluppo atteso nei principali mercati di sbocco.

LA GUERRA DEI DAZI

Il rallentamento della crescita è dovuto a diversi fattori che hanno ridotto investimenti e consumi. Il primo è il perseguimento da parte dell'amministrazione Trump di una politica commerciale aggressiva di stampo protezionistico che ha portato gli Stati Uniti a imporre dazi commerciali sull'import dalla Cina, ma anche su quello dagli alleati NATO dell'Unione Europea, e alla revisione dell'accordo di libero scambio NAFTA siglato nel 1992 tra Stati Uniti, Canada e Messico. Durante l'estate l'amministrazione Trump ha approvato l'imposizione di dazi commerciali su prodotti cinesi per un valore complessivo di 250 miliardi di dollari in tre tranche, di cui l'ultima è stata attivata a fine settembre. L'apice delle tensioni è stato raggiunto in occasione del provvedimento di settembre quando il Presidente Trump ha annunciato un aumento dei dazi dal primo gennaio 2019 per altri 260 miliardi di dollari (tassando così l'import di ogni prodotto cinese) nel caso la Cina rispondesse con manovre ritorsive. La Cina ha fissato a sua volta dazi commerciali sull'import dagli Stati Uniti. In particolare, in risposta alla terza *tranche* di nuovi dazi statunitensi di settembre, la Cina ha imposto dazi al 10% su prodotti statunitensi per un valore di 60 miliardi di dollari. Dall'analisi della lista dei prodotti made in USA emerge la significativa decisione di Pechino di tassare l'import di GNL statunitense, a dispetto della crescente domanda locale di tale prodotto dovuta alla scelta governativa di incentivare lo *switching* dal carbone al gas naturale nel paese. L'*escalation* della guerra commerciale tra Stati Uniti e Cina ha ridotto i flussi commerciali tra le due superpotenze e ha creato incertezza anche negli altri

paesi rallentando così l'intero commercio mondiale. Nello stesso periodo l'amministrazione statunitense ha deciso di rivedere i trattati con i propri partner commerciali storici. Dopo mesi di contrattazioni a fine settembre è stata adottata una rilevante revisione del trattato di commercio internazionale Nafta che gli USA avevano siglato negli anni novanta con Messico e Canada.

Oltre agli effetti indiretti, l'Europa ha risentito di un'ulteriore fonte di incertezza dovuta alla decisione di Trump di imporre a inizio estate dazi anche sull'import dei prodotti dei paesi membri dell'Unione Europea quali acciaio e alluminio, minacciando ulteriori provvedimenti nei mesi successivi. La Commissione Europea ha reagito dicendosi pronta a imporre a sua volta dazi sul *made in USA*. Le controparti sono finalmente giunte a un accordo a fine luglio, quando la UE e gli USA hanno concordato un ritorno a una politica più amichevole volta al supporto del libero scambio. Come parte di tale accordo, l'Unione Europea si è anche impegnata ad aumentare il proprio import di GNL dagli Stati Uniti. Trump ha, tuttavia, mantenuto la propria intenzione di alzare i dazi al 25% sulle importazioni di automobili di matrice europea, con il fine di difendere la propria industria locale e a discapito, in primo luogo, dei produttori d'auto tedeschi. Questi mesi di negoziazioni e incertezza hanno fortemente debilitato il flusso di ordini internazionali e la produzione industriale europea.

Il secondo fattore che ha rallentato la crescita mondiale, e in particolare quella europea, è dato dal ritorno delle politiche monetarie delle banche centrali. La prima ad agire è stata la FED che in più occasioni durante il 2018 ha alzato i propri tassi, abbandonando la politica monetaria accomodante, ovvero di bassi tassi d'interesse a supporto dell'espansione dell'economia. Dati i forti e prolungati tassi di crescita dell'economia statunitense, il rischio di elevata inflazione (nel 2017 era già superiore al +2%) e, il rischio di ipercrescita e bolla nei mercati finanziari, la FED ha alzato a fine settembre i tassi, portandoli al 2-2.25%. La BCE, invece, sta concludendo il proprio programma di *Quantitative Easing* e, seppure una data certa non sia ancora stata proposta dalla stessa BCE, si prevede che la Banca Centrale inizi ad alzare i propri tassi nel quarto trimestre del 2019. L'aspettativa di rialzo dei tassi ha creato incertezza nelle previsioni di crescita del PIL europeo e con essa un rallentamento dell'attività commerciale odierna.

GERMANIA, BREXIT ED ELEZIONI: LE INCERTEZZE PER L'EUROPA

In Europa per un gruppo di dieci economie, tra cui quella spagnola, si prevede una stabilizzazione nelle indicazioni di leggero rallentamento della crescita, formulate a inizio anno per il 2019 nonostante la persistente e crescente instabilità politica che caratterizza l'area. Per altri sei paesi, inclusi Francia e Italia, prosegue la revisione al ribasso, dell'eccessivo ottimismo di fine 2017 e inizio 2018. Infine, per altre, come Austria e Irlanda, le previsioni migliorano.

L'andamento dell'economia tedesca è un fattore determinante per le nostre potenzialità di crescita. La Germania è, infatti, il principale mercato di sbocco e con il quale è forte l'intreccio del tessuto industriale. L'effetto del rallentamento del commercio e i timori della guerra commerciale hanno influito pesantemente sui risultati del primo trimestre, portando una decelerazione nei tassi di crescita trimestrali dallo 0.6% del quarto 2017 allo 0.4% del primo 2018, accompagnati dal crollo del clima di fiducia delle imprese manifatturiere. Tuttavia, gli indicatori mostrano il rafforzamento di solidi fondamentali in grado di sostenere la domanda interna: costruzioni e servizi non hanno risentito i contraccolpi del peggioramento congiunturale, mentre la crescita dell'occupazione, l'accelerazione salariale e l'espansione fiscale sosterranno i consumi nel 2019. Per ora le stime per il 2018 segnano un rallentamento della crescita al +1.9%, dopo il +2.5% del 2017, mentre le previsioni per il 2019 si fermano al +1.8%. È possibile, tuttavia, che il 2019 sia l'anno del riassorbimento del forte surplus commerciale tedesco non solo per effetto delle barriere commerciali che rallentano sensibilmente l'espansione delle esportazioni, ma per un rafforzamento della domanda interna di beni locali e d'importazione.

Numerosi sono i fattori d'incertezza che gravano sulle possibilità di crescita delle economie europee. Oltre, ai contraccolpi dovuti a un rallentamento del commercio internazionale di cui abbiamo già detto, si manifestano all'orizzonte rischi di natura politica. Il più importante è sicuramente legato all'esito delle contrattazioni sull'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea, la Brexit. A due anni dalla votazione per referendum, il governo britannico e la Commissione Europea, non sono ancora riusciti a trovare un accordo. Nelle varie fasi si sono palesate due soluzioni contrapposte, di *soft* e di *hard* Brexit. La prima si svilupperebbe tramite la condivisione di trattati internazionali che definiscano i rapporti giuridici ed economici tra UK e UE. La seconda prevede, invece, il completo abbandono dell'UE da parte del Regno Unito, con l'uscita anche da tutte le istituzioni internazionali di ambito europeo. A questi si affiancherebbero la rottura degli accordi in essere su immigrazione e commercio internazionale, nonché accordi per la regolamentazione dei settori economici. Ciò che a oggi è di primaria importanza per gli interessi del Regno Unito è il mantenimento dell'accesso al mercato unico europeo, che nel 2017 ha assorbito il 45% del suo export. L'accesso al mercato europeo a condizioni "privilegiate" (in primo luogo dazi commerciali ridotti) per paesi non-membri è previsto dalla Unione Europea. Tuttavia, questa impone un grave costo economico fisso ai paesi che aderiscono a tale schema e in queste contrattazioni la Commissione Europea sta imponendo, come

patto necessario all'accordo, il mantenimento della libertà di spostamento delle persone, fattore fortemente avversato dai sostenitori della Brexit. Le contrattazioni continuano, ma non si riesce a prevederne il buon esito a breve. La data prevista per la Brexit è la prossima primavera: i tempi per trovare un accordo si fanno sempre più stretti e si è disposto un meeting straordinario dei capi di Stato dei paesi membri UE a novembre per trovare una soluzione definitiva.

All'incertezza riguardo la Brexit si uniscono le difficoltose previsioni d'equilibrio politico internazionale all'interno della stessa Unione Europea. Il governo italiano ha posizioni di forte discontinuità in merito ai rapporti con l'Europa. La formazione di un Governo con forti atteggiamenti antieuropeisti in una delle sue principali economie nazionali è un chiaro segnale d'allarme per la sostenibilità del progetto europeo. Anche in altri paesi hanno ottenuto sempre maggior consenso partiti politici di ispirazione nazionalista, come ad esempio il partito dei Democratici svedesi in Svezia e la AfD (Alternative für Deutschland) in Germania. Il governo tedesco ha recentemente perso consenso e si fonda su una fragile alleanza tra CDU (Unione Cristiano Democratica) e CSU (Unione Cristiano-Sociale in Baviera) e SPD (Partito Socialdemocratico Tedesco). Le recenti dinamiche interne al CDU hanno messo in crisi la *leadership* della Cancelliera Merkel, la quale non è più saldamente al comando del partito e paga questa debolezza politica anche all'interno della coalizione di Governo. Le conseguenze dell'esito delle elezioni e il riassetto degli equilibri politici interni al partito e in Parlamento saranno il vero banco di prova della forza politica della Cancelliera che continua a perdere consenso. A maggio 2019 si terranno le elezioni europee. L'eventuale vittoria di partiti euroscettici o un indebolimento dei partiti tradizionali che sostengono il progetto europeo rischierebbe di compromettere

il principio di assistenza che lega i paesi membri e causare gravi tensioni tra i governi nazionali e l'Unione e tra i governi stessi, a detrimento del commercio internazionale e delle politiche a supporto dello sviluppo economico che l'Unione coordina e finanzia all'interno degli Stati membri. Le previsioni di consenso stimano mediamente che l'Area Euro continuerà a crescere nel 2019 a un tasso inferiore a quello del 2018, che tuttavia aveva ricevuto un'elevata eredità dal 2017. Il consenso si è stabilizzato su una previsione del +1.9% per il 2019 dopo un +2% nel 2018, già in ribasso dello 0.4% rispetto al 2017. La veridicità di queste previsioni dipenderà, quindi, dagli esiti elettorali dei prossimi mesi e dall'evoluzione dei rapporti internazionali tra Stati dell'Unione e tra Stati extra-EU e l'Unione stessa (Tabella 1.1).

TABELLA 1. PREVISIONI DI BREVE PERIODO (%)

PIL	2017	2018		2019	
	FMI	OCSE	FMI	OCSE	FMI
Area Euro	2.4	2	2	1.9	1.9
- Germania	2.5	1.9	1.9	2.1	1.9
- Italia	1.5	1.2	1.2	1.1	1.0
- Francia	2.3	1.6	1.6	1.9	1.6
Mondo*	3.7	3.7	3.1	3.9	3.1
- USA	2.2	2.9	2.9	2.8	2.5
- Cina	6.9	6.7	6.6	6.4	6.2
Commercio mondiale	5.2	4.8	4.2	4.3	4.0

*Esclusa Area Euro, Previsioni Settembre 2018

Fonte: OCSE e FMI

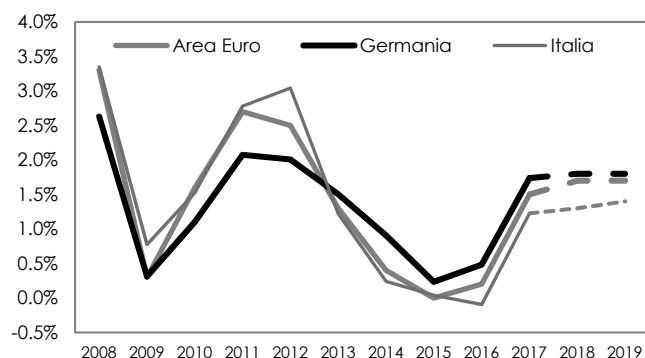
INFLAZIONE E CAMBIO: LEGGERI AUMENTI

L'inflazione di fondo al netto dei prezzi energetici e dei prodotti alimentari non lavorati aumenta in Europa nel secondo semestre del 2018, registrando valori vicini al +1.3% e si prevede un aumento nel 2019 dovuto principalmente al recupero del potere d'acquisto delle famiglie, in ragione del miglioramento delle dinamiche salariali e della ripercussione sul costo dei prodotti lavorati dell'aumento dei prezzi delle materie

prime. L'indice d'inflazione totale risulta superiore a quello di fondo in ragione del consistente aumento dei prezzi energetici e dei prodotti alimentari. Come altre variabili macroeconomiche, anche l'inflazione mostra un andamento differente tra le economie nazionali. Secondo le stime e previsioni del FMI, è infatti superiore al 1.3% in Germania, dove raggiungerà l'1.7% nel 2019, mentre in Italia è stimata al 1.3% nel 2018 e raggiungerà l'1.4% nel 2019 (Figura 1.2).

Il dollaro, durante il 2018, ha continuato ad avere un andamento alterno, si è rafforzato da aprile in poi quando si sono concretizzate le minacce delle misure protezionistiche, vanificando, in questo modo, in parte il loro impatto. A settembre la FED ha alzato i tassi al 2-2.25%, riportandoli su valori reali. È conseguito un apprezzamento del dollaro contro le valute straniere che ha portato il cambio €/€ a valori vicini al 1.16. Molti paesi stranieri hanno risentito dell'apprezzamento del dollaro nel periodo estivo fino

FIGURA 1.2: ANDAMENTO DELL'INFLAZIONE



Fonte: FMI

a settembre. Turchia e Argentina, che hanno il debito pubblico e quello delle loro aziende denominato in dollari, hanno risentito maggiormente di questo apprezzamento. A questi si sono uniti alcuni mercati emergenti e paesi in via di sviluppo, in primo luogo, Indonesia, India e Filippine. Un dollaro più forte rappresenta, inoltre, un elemento antieconomico per tutti i paesi importatori di petrolio il cui prezzo è denominato in questa valuta. Un rafforzamento del dollaro potrebbe, tuttavia, rappresentare una buona notizia per le economie europee che vedrebbero il prezzo reale del loro export verso paesi extra-UE ridotto

(tra cui gli USA stessi) e, quindi, ne beneficerebbero in termini di competitività. La BCE sta ponendo fine alla propria politica di QE e si prevede un rialzo dei tassi d'interesse europei nel corso del secondo semestre del 2019. *Ceteri paribus*, un rialzo dei tassi d'interesse europei comporterebbe un aumento del valore dell'euro rispetto al dollaro statunitense. Tuttavia, la debolezza della congiuntura europea non fa prevedere ancora, al momento, che la politica monetaria possa avere un'accelerazione nel ritorno alla normalità. Il rialzo dei tassi nel 2019 sarà quindi di valore ridotto, ma la politica monetaria perseguirà nei prossimi anni obiettivi di contenimento dell'inflazione nell'Euro zona e non di incremento della stessa e sostegno all'economia reale come avvenuto negli ultimi anni. Adottiamo, quindi, l'ipotesi che, in media annuale, il tasso di cambio €/€ si manterrà pari a 1.18 per i prossimi anni, per poi stabilizzarsi dal 2021, quando raggiungerà il valore di 1.2 e rimarrà costante nel medio e lungo termine. Questo valore è, infatti, pari alla media del cambio nell'ultimo decennio, e salvo fluttuazioni di breve periodo, sembra essere il livello cui il tasso di cambio si è stabilizzato e intorno al quale si muoverà senza divergere in maniera sostanziale.

ITALIA: LA CRESCITA RALLENTA

La grave incertezza legata alla creazione e all'insediamento del nuovo Governo a seguito delle elezioni di marzo, ha fortemente pesato sulla crescita italiana. Molta parte dei risultati positivi dell'economia reale nel primo semestre 2018 derivano dagli effetti del buon punto di partenza ereditato dall'anno precedente. La crescita del PIL del secondo trimestre sul primo è stata pari a 0.2%, in rallentamento rispetto al +0.3% registrato nel primo trimestre. Come mostrato nella **Figura 1.3**, la crescita continua a essere sostenuta da investimenti fissi, il cui andamento è dipeso dall'incertezza riguardante l'assetto politico nazionale e dalle tempistiche degli incentivi fiscali fissati nel 2018 diminuendo nel primo trimestre per poi aumentare significativamente nel secondo, con la domanda interna che si mantiene su un sentiero di crescita, pur rallentando il passo

La domanda interna ha infatti proseguito un percorso di crescita graduale dovuta al buon andamento delle dinamiche del mercato del lavoro, con l'occupazione che continua a crescere. La disoccupazione ha continuato a decrescere e ha raggiunto valori minimi registrati dal 2013, rimanendo tuttavia su valori

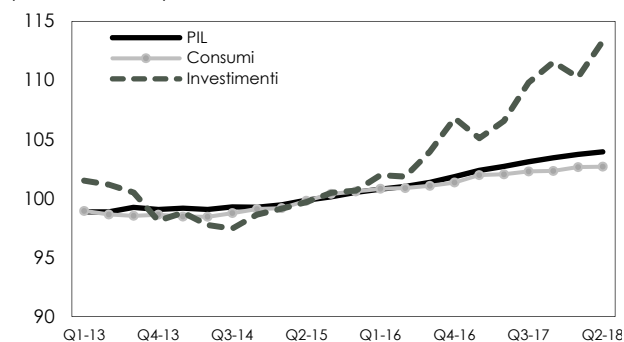
superiori alla media europea (**Figura 1.4**). Se, però, il numero di lavoratori ha raggiunto i valori pre-crisi 2008, il corrispondente valore dell'indice ore-lavoro non ha fatto altrettanto. Si riducono, infatti, gli orari lavorativi e aumenta il part-time. In modo simile, continuano ad aumentare i contratti a termine. La percentuale di lavoratori a tempo determinato rappresenta nel 2018 quasi il 13% del totale, in aumento rispetto alla quota pre-crisi 2008 quando era inferiore al 10%. Questa dinamica di ripresa e cambiamento del mercato del lavoro ha causato un aumento del reddito disponibile delle famiglie, che però hanno visto ridursi il potere d'acquisto in ragione di un'accelerazione dell'inflazione superiore a quella della crescita delle retribuzioni. Le famiglie hanno, tuttavia, ridotto la propensione al risparmio, producendo un aumento dei consumi nel primo trimestre (+0.3%) e mantenuto i livelli di spesa pressoché immutati nel secondo, quando il tasso di risparmio dovrebbe aver recuperato leggermente.

Si è registrato, invece, un brusco rallentamento delle contrattazioni con l'estero, frutto delle dinamiche internazionali europee descritte. Gli indicatori qualitativi puntano a una dinamica lenta del commercio mondiale anche nel terzo trimestre (nonostante un buon avvio registrato in luglio). L'elasticità del commercio al PIL, definita come il rapporto tra le rispettive variazioni percentuali, si assesterà appena sopra l'unità, rispetto a valori pre-crisi superiori a 2. La decelerazione delle esportazioni è stata asimmetrica tra paesi e settori. In particolare per l'Italia spicca il rallentamento delle vendite di autoveicoli, macchinari e articoli farmaceutici, che nel complesso costituiscono un terzo dell'export già dall'inizio dell'anno, in ragione dell'effetto d'anticipazione della politica protezionistica statunitense. Il comparto delle auto è stato colpito dalla minaccia dei dazi americani sia direttamente sia attraverso la frenata delle vendite all'estero di prodotti tedeschi (che contengono molte componenti italiane). Sono, inoltre, in calo le vendite nei principali mercati asiatici (Cina e Giappone),

in Turchia, Russia e Arabia Saudita. Il proseguire delle tensioni commerciali continuerà a frenare l'export italiano anche nella seconda parte dell'anno come messo in luce dalle indicazioni per il terzo trimestre provenienti dagli indicatori qualitativi sugli ordini manifatturieri. L'andamento della produzione industriale ha rispecchiato queste dinamiche: ha, infatti, registrato una diminuzione rispetto al 2017, mostrato un'ampia volatilità nel primo semestre 2018, durante il quale ha registrato i propri picchi locali, a marzo e giugno.

FIGURA 1.3. ANDAMENTO DEL PIL, CONSUMI E INVESTIMENTI

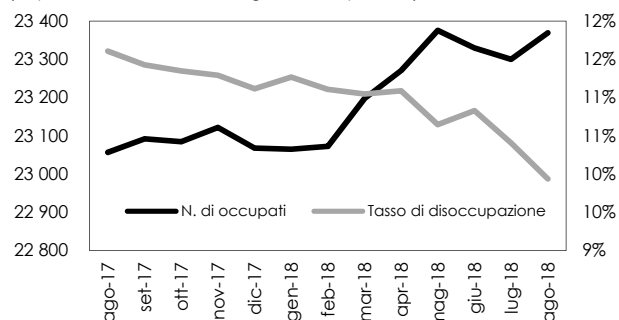
(Anno base 2015)



Fonte: ISTAT

FIGURA 1.4. NUMERO DI OCCUPATI E TASSO DI DISOCCUPAZIONE

(Popolazione 15-64 anni - Migliaia occupati / %)



Fonte: ISTAT

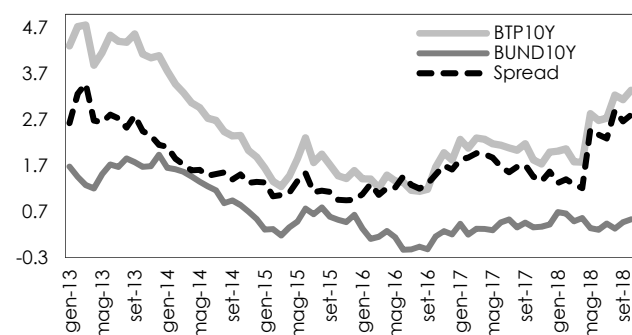
Per sviluppare previsioni per il prossimo anno occorre valutare le potenzialità offerte dall'indebolimento dell'euro e lo sviluppo atteso nei principali mercati di sbocco.

L'indice ISTAT sulla fiducia di famiglie e imprese mostra a settembre un aumento, ma rimane comunque inferiore rispetto all'anno scorso. Si registra, invece, un'ulteriore diminuzione dell'indice di fiducia per le imprese. Vi sono però rilevanti differenze tra i settori: se, infatti, la fiducia delle imprese nel manifatturiero e nei servizi aumenta, diminuisce quella nelle costruzioni, che guida l'andamento dell'indice aggregato.

LE TENSIONI SUI MERCATI E L'AUMENTO DELLO SPREAD

La lunga fase d'attesa legata alla formazione del Governo dopo le elezioni di marzo ha creato un clima

FIGURA 1.5. ANDAMENTO DEI RENDIMENTI DEI BTP10Y, BUND10Y E SPREAD



Fonte: Reuters

d'incertezza che ha causato una pressione rialzista sui rendimenti dei titoli di Stato. Come mostrato in **Figura 1.5**, il rendimento dei BTP decennali è salito di 106 punti base a maggio, toccando poco prima di fine mese il 3.10%, un livello che non si registrava da giugno 2014 e ben al di sopra della media degli ultimi due anni (1.85%). Il rendimento ha poi ripiegato, ma la volatilità si è mantenuta elevata, pronta a reagire a notizie di politiche governative giudicate non in linea con i vincoli e le linee guida europee per la riduzione del debito pubblico. Lo *spread* con i Bund tedeschi ha superato, quindi, i 300 punti base oscillando infine nei mesi estivi vicino ai 250 punti base e si è mantenuto su tali livelli fino a fine settembre, quando è risalito di ulteriori 30 punti base a seguito della seduta del Consiglio dei Ministri che ha approvato la NaDEF, arrivando poi a 290 nei primi giorni di ottobre.

L'aumento dello *spread* comporta un costo addizionale, e non previsto nei piani di finanza pubblica di inizio anno, per il finanziamento del debito. Infatti, secondo i calcoli del Centro Studi di Confindustria, tra la fine del 2018 e il 2019 dovranno essere rinnovati titoli di debito per 126-197 miliardi di euro. Questi titoli erano stati contrattati a rendimenti definiti in un contesto pre-QE e risultano maggiori di quelli che verranno definiti nei prossimi rinnovi. Dati gli odierni valori di mercato, si calcola un risparmio sulla spesa per tassi di interesse di 1.8 miliardi di euro nel 2018 e di 2.7 miliardi di euro nel 2019. Tuttavia, se non si fossero verificati i recenti rialzi dei tassi determinati all'aumento dello *spread* il risparmio nei due anni sarebbe stato di 9 miliardi di euro complessivi, con un risparmio aggiuntivo di oltre 3 miliardi di euro nel solo 2019. L'impatto negativo ha un effetto indiretto anche su investimenti e consumi. L'aumento dei tassi di rendimento dei titoli di Stato incide infatti fortemente sull'aumento dei tassi richiesti dagli investitori anche per gli altri titoli di debito scambiati sui mercati. Uno studio della Banca d'Italia del 2013 ha, infatti, mostrato come un aumento strutturale di 100 punti base di *spread* si tramuta in 70 punti base in più pagati dalla banche per finanziarsi. Per questa ragione, istituti finanziari, imprese e famiglie vedono limitate in modo diretto o indiretto le capacità di prendere denaro a prestito per sostenere spese e investimenti. Un maggiore costo del debito risulta quindi in minori investimenti e minor crescita dell'economia reale. Il peggioramento delle condizioni dei mercati finanziari comporterebbe un cambiamento nelle politiche economiche, sia monetaria sia fiscale (già in partenza più restrittive per il nostro sistema economico rispetto a quelle delle altre maggiori economie europee), che diventerebbero meno espansive, riducendo l'effetto diretto degli stimoli fiscali all'economia.

LA NaDEF

A fine settembre si è tenuta la seduta del Consiglio dei Ministri riunitisi per la definizione della Nota d'Aggiornamento al Documento di Economia e Finanza (NaDEF). Da questa è emersa la decisione del nuovo Governo di perseguire politiche fiscali fortemente espansive e raggiungere un deficit pari al 2.4% del PIL nazionale per 2019, da portare al 2.1% nel 2019 e al 1.8% nel 2021. Tale scelta del Governo è in discrepanza con le indicazioni delle istituzioni internazionali e in particolare della Commissione Europea. Se da un lato il Governo si dice convinto che le politiche di spesa previste dal nuovo programma contribuiranno ad aumentare i consumi e gli investimenti rilanciando la crescita dell'economia nazionale e ha definito una previsione di crescita del PIL per il 2019 al +1.5% (+1.6% nel 2019 e +1.4% nel 2021), emergono molteplici elementi di debolezza. In particolare, le preoccupazioni emergono dal fatto che la maggior parte della spesa sarà sostenuta per alimentare spesa corrente (in particolare per finanziare il reddito di cittadinanza e il supporto alla pensioni minime) e non per investimenti che aumentino il potenziale di crescita dell'economia italiana nel medio-lungo periodo. Inoltre, il fattore moltiplicativo del rendimento degli investimenti di spesa pubblica implicito nei calcoli proposti dal Governo sembra essere troppo elevato e sembra quantomeno difficile tradurre questi investimenti in un motore di crescita dell'economia che porti la crescita del PIL dallo 0.9% tendenziale al 1.5% proposto. Sembrano, infatti, legittimi i dubbi sull'efficacia delle politiche di sostegno ai consumi.

Il superamento della legge Fornero sulla possibilità di pensionamento tramite l'introduzione della cosiddetta "quota cento" è ciò che più preoccupa per l'impatto che tale riforma potrebbe avere per la sostenibilità delle finanze pubbliche. Tutte le più importanti istituzioni internazionali e *think tank* si sono, infatti, espressi per il mantenimento della legge Fornero e dell'attuale legislazione in materia di lavoro. Il Governo si dice convinto che la quota cento e una maggior tutela dei lavoratori sarebbero motori di spinta per l'occupazione, soprattutto di quella giovanile. Il pensionamento dei lavori più anziani aprirebbe possibilità d'assunzione per i più giovani. Il superamento del *jobs act* riportando in auge tutele giuridiche dei lavori da questo cancellate permetterebbe ai lavoratori di avere maggiori certezze sul futuro, rilanciandone i consumi. Tuttavia, non vi è ad oggi alcuno studio che offra una solida evidenza dell'esistenza della "staffetta intergenerazionale": il rapporto tra numero di lavoratori che vanno in pensione e assunzioni di giovani lavoratori è ben lontano dal 1 a 1, le stime suggeriscono, piuttosto, un rapporto superiore al 3 a 1 (un nuovo assunto ogni tre nuovi pensionati). Date le dinamiche demografiche dell'Italia, secondo paese più anziano al mondo, una drastica revisione della legge Fornero quale quella che propone il Governo pare difficilmente sostenibile per la finanza pubblica. Infatti, in futuro il numero di pensionati per lavoratore aumenterà sempre più, rendendo sempre più costo per la popolazione attiva sostenere finanziariamente il sistema pensionistico. Inoltre, il ritorno a un mercato del lavoro maggiormente regolamentato rischia di creare un disincentivo all'assunzione, rendendo nuovamente il mercato del lavoro illiquido, a danno, soprattutto, dei lavoratori più inesperti, ovvero i più giovani.

La *flat tax* voluta dalla Lega ha l'obiettivo di ridurre la pressione fiscale diretta sugli introiti dall'attività economica. Nella NaDEF sono stanziati 2 miliardi di euro perché questa sia applicata nel 2019 a le sole piccole imprese, professionisti a partita IVA e agli artigiani, prevedendo poi estenderla anche alle altre fasce della popolazione nei prossimi anni. Nel contesto internazionale l'efficacia della *flat tax* quale motore di spinta a consumi e investimenti è largamente dibattuta, ma il consenso degli economisti si schiera contro tale politica. Per sua natura, tale struttura d'imposizione fiscale contrasta il principio di progressività, riducendo a pressione fiscale in misura proporzionalmente maggiore per le classi più abbienti delle società. Al di là del giudizio etico, una redistribuzione della ricchezza a favore delle classi più disagiate ha un impatto di maggiore forza propulsiva per l'economia. Queste fasce della popolazione sono, infatti, più limitate nei propri consumi e investimenti di quanto non siano quelle che beneficerebbero della riduzione d'imposte dovuta alla *flat tax*. La prevedibile spinta alla crescita sarebbe quindi maggiore se la redistribuzione della ricchezza fosse definita a favore delle classi lavoratrici più in difficoltà. Le istituzioni internazionali e i *think tank* di economisti, infatti, generalmente avversano proposte di riforma che prevedono imposizioni fiscali di natura anti-progressiva e suggeriscono piuttosto manovre di riduzione del cosiddetto "cuneo fiscale", ovvero la differenza tra reddito lordo e netto dovuto alla tassazione dei redditi da lavoro, per lo stimolo della crescita dell'occupazione, e con essa di consumi ed investimenti.

Al contrario, una politica fiscale strutturata come il reddito di cittadinanza corre il rischio di non veder realizzati aumenti dei consumi pari alle immissioni di liquidità finanziate tramite spesa pubblica per cui sono stanziati 9 miliardi di euro. Infatti, non è certo che tutte le famiglie in difficoltà che abbiano accesso a tale piano di sostegno spendano in consumi l'intero ammontare che venga loro riconosciuto. Queste potrebbero, invece, ripagare debiti pregressi o risparmiare parte del trasferimento. In assenza di un'efficace politica di incentivo alla creazione di posti di lavoro, chi otterrebbe tale sussidio potrebbe decidere di risparmiarlo in quanto non fiducioso nelle proprie possibilità di trovare un impiego. Del resto il finanziamento di 1 miliardo di euro per lo sviluppo dei centri d'impiego, a oggi piuttosto mal strutturati, sembra troppo limitato per poterne permettere uno sviluppo tale da divenire efficaci veicoli di miglioramento delle condizioni del mercato del lavoro. Inoltre, sebbene il Governo proponga pene severissime (6 anni di carcere) per chi si avvantaggi di tale sussidio senza averne diritto, non sono chiari quali possano essere i meccanismi di controllo e risultano elevati i rischi di abuso del meccanismo. Aumenta, infatti, fortemente il rischio di incentivo al lavoro nero. Chi dovesse avere un rapporto lavorativo in nero potrebbe ottenere una remunerazione dal proprio datore di lavoro e, al contempo, dichiararsi disoccupato per ottenere il sussidio. L'elasticità dei consumi al finanziamento potrebbe, quindi, risultare inferiore all'unità.

Inoltre, si deve sottolineare che date le nuove e più aggiornate stime di crescita del PIL e del suo deflatore, il deficit tendenziale, che il governo Gentiloni aveva fissato nel proprio DEF approvato prima delle elezioni di marzo per lo 0.8%, risulterà, in realtà, pari allo 1.2%. La spinta propulsiva di un deficit al 2.4% risulta, alla luce di ciò, più limitata di quanto non sembri proporre il Governo in carica. In particolare, ha destato preoccupazione l'assenza di una chiara strategia di copertura delle spese aggiuntive, oltre al previsto aumento del debito. Le coperture proposte sono infatti di natura temporanea. Tra queste la manovra di "Pace fiscale", la cui natura non è ancora stata definita nel dettaglio e da cui il Governo stima di ottenere un introito pari a 20 miliardi di euro (numero che pare eccessivo); l'utilizzo di entrate una tantum, tra le quali gli introiti ottenuti tramite le concessioni per l'uso delle reti di telecomunicazioni 5G (pari a 6.5 miliardi di euro); una riduzione degli sprechi, ovvero una *spending review* che, però, non viene ancora definita nel dettaglio generando così una difficile stima dei risparmi. Questa NaDEF è, in effetti, il primo vero documento programmatico del nuovo Governo, dato che questo aveva mantenuto e presentato alla Commissione Europea in primavera il DEF preparato dal Governo uscente. Dopo pochi giorni dal ricevimento della Nota

di aggiornamento, la Commissione Europea ne ha comunicato la bocciatura definendola non compatibile con i vincoli dell'Unione Europea e non in linea con il programma di riduzione del debito pubblico che la Commissione aveva concordato con il Governo uscente e che aveva approvato tramite il proprio giudizio favorevole al DEF presentato in primavera. Alla bocciatura preliminare da parte delle Commissioni hanno fatto seguito le critiche prodotte da Bankitalia e dalla Corte dei Conti, nonché la bocciatura formale del Documento a opera dell'Ufficio Parlamentare di bilancio che ne ha negato la validazione. Risulta, quindi, molto difficile prevedere l'evoluzione di queste contrattazioni tra governo, partiti membri del Parlamento e Commissione Europea e quali possano essere le modifiche che verranno apportate al testo nuova Legge di Bilancio per ottenerne l'approvazione¹.

In questo contesto lo scenario più probabile è quello di una crescita del PIL nel 2018 leggermente inferiore a quella del 2017 e di ulteriore rallentamento nel 2019. L'intensità della decelerazione dipenderà sia dal contesto europeo sia dall'efficacia nuove linee della politica di bilancio. Secondo OCSE e FMI, tutto procederà senza scosse avremo nel 2018 una crescita tra l'1.2% che potrebbe scendere all'1-1.1%. La nostra stima è che l'economia rallenterà nel 2019 a meno di un forte cambiamento delle politiche fiscali europee, in primo luogo della Germania, e di una ripresa delle loro economie che possano trainare quella italiana. L'inflazione italiana tornerà all'1.5% nel 2019 per il trasferimento della componente importata lungo tutta la catena di formazione dei prezzi interni, erodendo ulteriormente il reddito reale delle famiglie. Raggiungerà poi nel 2020 il valore che noi identifichiamo come suo valore strutturale, ovvero il +1.6%, e si manterrà su tale valore per gli anni successivi. Tuttavia, anche se rivisitata, la politica fiscale implementata dal Governo rimarrà espansiva e avrà quindi un impatto positivo sulla crescita, seppur ben inferiore ai valori proposti nella NaDEF. Per questi motivi negli scenari da noi proposti la crescita dell'Italia è stata assunta essere l'1.2% nel 2018 e all'1% per il 2019, assestandosi, anche negli anni successivi intorno a questi valori, che sono definiti come tendenziali, ovvero di crescita strutturale del paese, in linea con quanto proposto dall'OCSE.

DOMANDA E MATERIE PRIME

INTENSITÀ ENERGETICA COSTANTE

Data l'importanza che la riduzione dell'intensità energetica ricopre tra gli obiettivi della politica energetica, continuiamo il nostro monitoraggio dell'evoluzione di tale indice nel corso dell'anno. A tal fine abbiamo sviluppato come *proxy* dell'intensità energetica un indicatore calcolato come il rapporto tra domanda di

gas naturale (al netto del consumo da parte del termoelettrico) e energia elettrica sul PIL. Questo indice può essere misurato su base trimestrale permettendo, quindi, di valutarne l'andamento infrannuale.

Dopo una forte riduzione del rapporto tra consumo energetico e PIL avvenuto tra il 2010 e il 2014, l'indice d'intensità energetica si è stabilizzato negli ultimi quattro anni vicino al valore di 0.45, oscillando intorno a esso in un range di 1.3 punti tra il primo trimestre 2015 e la fine 2017 in ragione del ciclo economico. Larga parte della riduzione avvenuta nel corso del 2014 e negli anni precedenti è, quindi, il risultato di un cambiamento strutturale della nostra economia, guidato dall'uscita dal mercato di molte imprese *energy intensive* e non da un *trend* di miglioramento dell'efficienza energetica e di riduzione dell'intensità. Al contrario, come si vede nella **Figura 1.6**, la media mobile di quattro termini dell'indice ha continuato ad aumentare durante il 2017, quando il

PIL reale italiano è cresciuto al +1.5%, mostrando così un aumento del rapporto tra consumi energetici e PIL stesso. Ha, poi, ripiegato nel secondo trimestre 2018, rispondendo al rallentamento dell'economia. In particolare, nei primi due trimestri del 2018 si è assistito a un rallentamento della crescita del PIL, e questa è stata guidata dal rallentamento dell'export e della produzione industriale, che per propria natura hanno intensità di consumo energetico maggiori del settore residenziale.

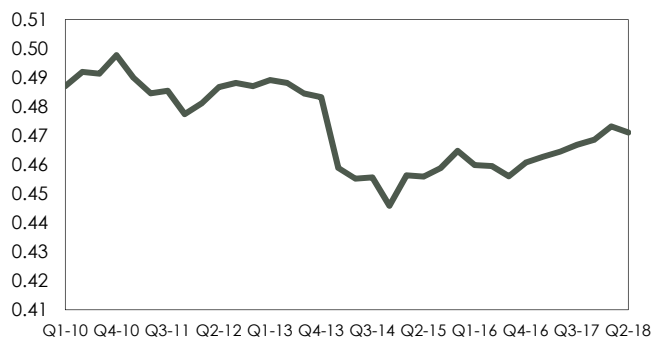
MERCATO DEL PETROLIO ANCORA VOLATILE

Il trend rialzista delle quotazioni del petrolio sui mercati internazionali prosegue da fine 2016, ovvero da quando era stata costituita una nuova alleanza tra paesi OPEC² e undici paesi non-OPEC, e mediante cui era stato definito un taglio alla produzione complessivo di 1.8 Mbbl/g rispetto ai livelli produttivi di ottobre 2016. La cooperazione è stata poi riconfermata nelle successive riunioni avvenute lungo il 2017 e il 2018,

¹Il 15 ottobre il Consiglio dei Ministri ha approvato la Legge di Bilancio 2019 che conferma, senza rilevanti modifiche, quanto definito nella NaDEF. Lo stesso giorno, in serata, il testo è stato inviato alla Commissione Europea. Il documento sarà quindi posto al vaglio della Commissione UE, che rilascerà i propri commenti entro fine novembre, e presentato entro il 20 ottobre al Parlamento, che dovrà approvarlo entro fine anno.

² Organization of the Petroleum Exporting Countries.

FIGURA 1.6. MEDIE MOBILI 4 TERMINI DELL'INDICATORE D'INTENSITÀ ENERGETICA



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e Snam

anche a seguito della stabilità del livello di compliance risultata intorno al 100% su tutto il periodo. Gli unici paesi a non effettuare la riduzione, Nigeria e Libia, erano stati esentati date le problematiche politiche interne. Anche la domanda globale di greggio sta contribuendo a supportare la crescita: dal 2013 al 2017, sui mercati è stato richiesto un volume aggiuntivo di 6 Mbbl/g, contributo proveniente prevalentemente dai paesi OCSE, e le previsioni di breve diffuse dalla *International Energy Agency* mostrano un rafforzamento di ulteriori 1.5 Mbbl/g entro il 2019, corrispondente a un livello di domanda globale superiore ai 100 Mbbl/g.

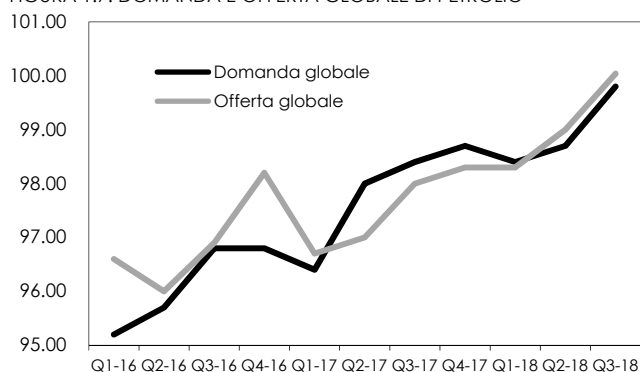
Alcuni elementi di incertezza dominano le quotazioni di mercato negli ultimi mesi, e almeno due di questi possono essere attribuiti a due paesi facenti parte del cartello OPEC. Un primo elemento è costituito dalla produzione del Venezuela che, a causa della forte crisi economica che il paese sta attraversando, ha registrato una riduzione del 40% dell'*output* in pochi mesi: da un volume di 2 Mbbl/g prodotti in media nel 2017, la produzione è calata gradualmente fino a raggiungere 1.2 Mbbl/g, e le incertezze sulla sostenibilità dell'*output* per i prossimi mesi rimangono ancora alte. Un secondo elemento è legato alle incertezze intorno alla futura esportazione dell'Iran: a partire dal 4 novembre infatti è prevista l'entrata in vigore del regime sanzionatorio che gli Stati Uniti riserverebbero a chi effettua acquisti di petrolio dal paese, ed è dunque

minacciato il commercio che l'Iran riuscirebbe a tenere in piedi con le attuali controparti. I timori di applicazione delle sanzioni statunitensi hanno già convinto alcuni compratori a rimodulare le strategie commerciali, e i risultati si possono già osservare sui livelli di *output* diminuiti di 0.2 Mbbl/g in agosto rispetto ai livelli medi del 2017 (Figura 1.7).

Segnali positivi di offerta aggiuntiva continuano a provenire dagli Stati Uniti, ma con scarsi effetti sulle quotazioni internazionali. Le quotazioni al rialzo del petrolio hanno contribuito a stimolare nel corso degli ultimi due anni l'incremento delle trivellazioni dei campi di *shale oil*, facendo registrare un salto ai livelli produttivi complessivi arrivati a superare a settembre un volume di 11 Mbbl/g, un incremento del 17% rispetto allo scorso anno. Tuttavia gli Stati Uniti soffrono ancora di una ridotta capacità di esportazione, attività questa consentita solo a partire da inizio 2017, e di capacità tecnica di raffinazione limitata. Gli effetti si possono già riscontrare nello *spread* tra WTI e Brent, rispettivamente i *benchmark* di prezzo americano ed europeo: il primo è arrivato a toccare uno sconto sul secondo di 10 \$/bbl, uno *spread* questo che rappresenta un mercato americano strutturalmente più lungo e con maggiore disponibilità di prodotto.

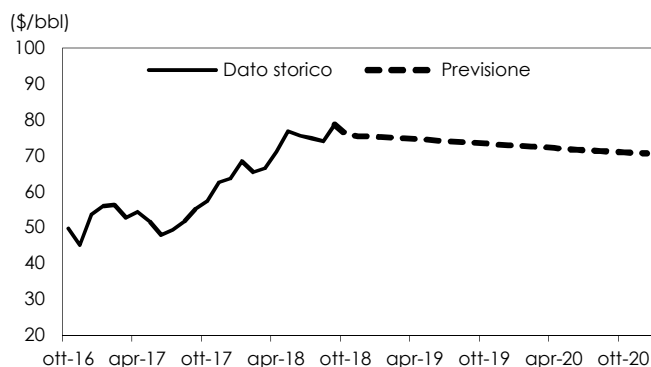
Le incertezze del mercato erano state ampiamente anticipate nel precedente *Energy Outlook*, le cui previsioni di prezzo del Brent sono risultate allineate ai consuntivi degli ultimi mesi. L'*outlook* di breve è stato dunque riconfermato: il preconsuntivo 2018 si attesterebbe a 73.2 \$/bbl, mentre per il 2019 e il 2020 le quotazioni si attesterebbero rispettivamente a 74.2 \$/bbl e 71.7 \$/bbl, ma un peggioramento della situazione geopolitica internazionale unito a un aggravarsi delle tensioni attualmente osservabili sui mercati porterebbe i prezzi europei a livelli tra gli 87 e gli 88 \$/bbl nei prossimi due anni (Figura 1.8).

FIGURA 1.7. DOMANDA E OFFERTA GLOBALE DI PETROLIO



Fonte: elaborazioni REF-E su dati EIA

FIGURA 1.8. PREZZI DEL GREGGIO BRENT



Fonte: Reuters e previsioni REF-E

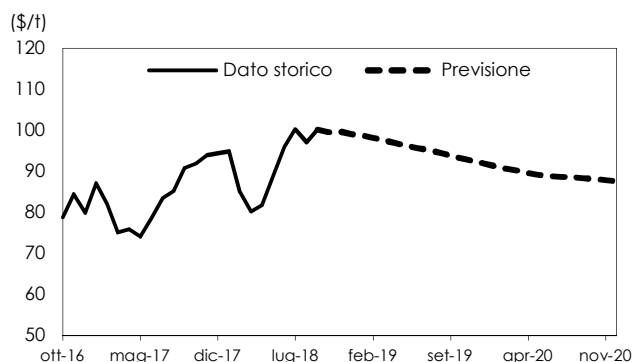
PREZZO DEL CARBONE NON ARRESTA LA CRESCITA

Durante il 2018 non si è arrestata la salita dei prezzi del carbone: le quotazioni del *CAL19* del mercato API2³ rappresentativo delle quotazioni europee, dopo aver avviato il 2018 attorno a un prezzo di 85 \$/t, è sceso a marzo ai livelli minimi dell'anno intorno ai 73 \$/t per poi riprendere l'ascesa portandosi rapidamente prima sul livello di 90 \$/t di giugno, per poi toccare i 100 \$/t a ottobre.

I prezzi API2 continuano a essere mossi da quanto avviene in asia piuttosto che rispondere alle dinamiche interne all'Europa. Le misure di *policy* energetica adottate da Cina e India, i due principali mercati al mondo in termini sia di consumo (62%) sia di produzione (55%), riescono a incidere in maniera preponderante sulle quotazioni internazionali e sui livelli di offerta residua per gli altri mercati. In Cina, e in particolare nella provincia dello Shanxi *leader* nella produzione di carbone, è in atto un rinnovamento della produzione che prevede la sostituzione delle miniere con qualità più basse e maggior impatto ambientale con nuovi giacimenti di qualità meno inquinante. In questo verso è stata ordinata lo scorso anno la chiusura da completare entro

³ Il prodotto *CAL19* del mercato API2 rappresenta il riferimento di prezzo per il valore del carbone consegnato nella zona ARA (Amsterdam - Rotterdam - Anversa) su tutto l'arco del 2019.

FIGURA 1.9. PREZZI DEL CARBONE API2



Fonte: Reuters e previsioni REF-E

il 2020 delle miniere con capacità produttiva al di sotto di 0.6 Mt all'anno, che ha già causato la chiusura di una capacità di 22 Mt nel 2017 mentre è prevista una riduzione di ulteriori 23 Mt nel 2018. Lato domanda, questa è risultata particolarmente robusta durante l'estate appena conclusa a causa di temperature superiori alle medie stagionali che hanno incrementato richiesta di carbone per la produzione termoelettrica (**Figura 1.9**).

Rispetto al precedente *Outlook*, nelle nuove previsioni sono stati incorporati gli aggiornamenti delle quotazioni internazionali a seguito delle più recenti decisioni di *policy* asiatiche, e i prezzi per l'API2 nello scenario reference per i prossimi anni si attesterebbero a 93.6 \$/bbl nel 2018, 95.4 nel 2019 e 89.1 nel 2020.

EU ETS VICINO AI MASSIMI, MA ANCORA NON ABBASTANZA PER FAVORIRE LO SWITCHING

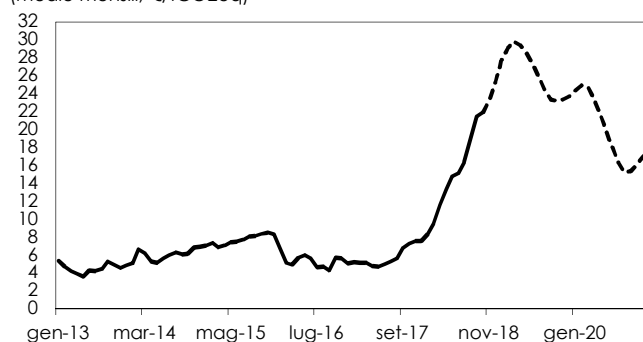
Lungo l'intero 2018, i prezzi del mercato dell'ETS europeo hanno continuato a salire senza sosta portandosi a settembre intorno a quota 20.50 €/tCO₂, una crescita di più del 150 % da inizio anno e del 320 % dai valori medi del 2017. L'entrata in vigore della più recente direttiva europea 410/2018 riguardante il funzionamento del meccanismo della *Market Stability Reserve* (MSR) sembra cominciare a produrre gli sperati effetti sui prezzi, dopo cinque anni durante i quali il segnale fornito dal mercato era risultato scarso e apparentemente senza prospettive di miglioramento. La MSR è una misura di lungo termine che a partire dal 2019, anno di entrata in vigore, contribuirà a ridurre l'eccesso di quote di emissione mediante l'estrazione del volume in surplus dal mercato e l'immissione di questi in, appunto, una riserva. Ogni anno entro il 15 maggio viene stabilito a quanto ammonta questo surplus, ma le regole della MSR richiedono che questo non sia più alto di una certa soglia, fissata a 833 milioni di quote di emissione: l'azione del meccanismo consiste dunque nel ridurre gradualmente le quote disponibili sul mercato fino a che non si raggiunga tale quota.

Senza dubbio la risposta positiva degli operatori ai possibili effetti della MSR si è prontamente presentata sul mercato già a partire da febbraio quando la direttiva era stata approvata, e infatti i prezzi hanno rapidamente superato i massimi degli ultimi cinque anni. Ma alla più recente impennata di prezzo hanno contribuito ulteriori fattori, e il principale è certamente costituito dall'incremento del costo di *switching* da carbone a gas: una importante conseguenza della direttiva è infatti costituita dal fatto che il prezzo ETS corrisponderà, almeno fino al 2030, al costo di sostituzione della produzione elettrica da centrali a carbone a quelle a gas, e dunque i movimenti di prezzo relativo tra le due materie prime rappresenta proprio una misura del costo di abbattimento delle emissioni. Dietro questo incremento di costo si cela la salita del gas naturale maggiore di quella del carbone, le cui cause verranno ampiamente analizzate nel prossimo *Capitolo*.

Eppure analizzando a fondo i dati emerge che il carbone è sempre più favorito, e che dunque lo *switching* è temporaneamente da escludere: in altri termini, all'aumento del differenziale tra i prezzi del carbone e quelli del gas non è corrisposta una adeguata salita dei prezzi della CO₂, e l'effetto netto è un *coal switching* price decisamente più basso rispetto al prezzo del gas⁴. Una situazione in linea con quanto prospettato nel precedente *Energy Outlook* che anticipava la difficoltà di un allineamento pieno del prezzo della CO₂ al differenziale di *switching*, a cui contribuiscono l'eccesso di quote ancora presenti sul mercato e i differenti

fini della compravendita di quote fatta dai diversi soggetti che operano nel mercato.

FIGURA 1.10. PREZZO DEL CARBONIO

(medie mensili, €/tCO₂eq)

Fonte: Reuters e previsioni REF-E

Tenendo conto dell'aggiornamento dei prezzi delle *commodity* e del gas, è probabile che il prezzo dell'ETS continui a mostrare una accentuata volatilità nel corso dei prossimi due anni, in attesa che il surplus di mercato diminuisca e che il mercato risponda in maniera più repentina ai suoi stessi fondamentali di domanda e offerta. Partendo da un prezzo preconsuntivo del 2018 a circa 17 €/tCO₂, un prezzo oltre i 26 €/tCO₂ del 2019 è coerente con gli scenari di prezzo del gas che durante il prossimo inverno raggiungerebbero le vette più alte. Ma tali valori sono destinati a ridimensionarsi in linea con il restringimento del differenziale carbone-gas, per portarsi nuovamente sui 20 €/tCO₂ nel 2020, una riduzione dei livelli ma che confermerebbe il *trend* di salita dei prezzi (**Figura 1.10**).

⁴ Si veda il *Capitolo* 3 per ulteriori approfondimenti.

2. OUTLOOK PER IL MERCATO GAS

MERCATI EUROPEI DEL GAS: ANCORA TENSIONI

IL GNL ASIATICO TRAINA I PREZZI EUROPEI

Tra i protagonisti dell'estate 2018 nei mercati energetici vi è certamente l'aumento dei prezzi europei del gas naturale. Le caratteristiche strutturali dei mercati delle *commodity* hanno giocato un ruolo fondamentale nella ridefinizione dell'equilibrio domanda-offerta e, come anticipato nel *Capitolo 1*, i fattori al rialzo sono stati preponderanti sia per il petrolio sia per il carbone, le due principali materie prime energetiche di riferimento che, direttamente o indirettamente, incidono sui prezzi del gas naturale. Gli effetti rialzisti dei prezzi del petrolio vengono scaricati sui prezzi del gas attraverso le componenti di indicizzazioni dei prezzi ancora utilizzate nei paesi sud europei nei contratti di importazione *long term*¹ via pipeline, ma anche in molteplici contratti di approvvigionamento di gas naturale liquefatto a livello globale. I rialzi dei prezzi del carbone agiscono sulle attività di *switching* verso il gas nella produzione termoelettrica e pertanto un incremento di prezzo del carbone determina un relativo incentivo economico all'utilizzo del gas.

Nelle dinamiche europee ha giocato un ruolo preponderante anche l'impennata della domanda asiatica di gas naturale, cresciuta ben oltre le aspettative e che si è concretizzata in un prezzo del GNL in consegna che ha superato i livelli dello scorso inverno. Lungo il 2018, i prezzi nell'area nord-est asiatica (che comprende Giappone, Cina e Sud Corea, i tre principali importatori di GNL al mondo²) sono passati dai 7 \$/MMbtu di aprile a circa 12 \$/MMbtu di settembre (da 19.50 €/MWh a 35 €/MWh) a causa di una domanda sostenuta già a partire dall'estate dell'anticipazione delle attività di approvvigionamento del gas in vista dell'inverno. La necessità di volumi di GNL *spot* in Europa è rilevante nelle fasi in cui il mercato è più corto, situazione che si verifica sempre più di frequente a causa dei due elementi critici dati dalla chiusura nel 2016 dello stoccaggio britannico Rough e della produzione olandese in progressivo declino.

A partire dallo scorso inverno, i prezzi del gas europeo hanno registrato un sostanziale allineamento a quelli del GNL consegnato in Asia: una crescita di più di 10 €/MWh, riflessa dai prezzi dei principali *benchmark* asiatici scontati del costo di shipping verso l'Europa. La media dei prezzi al TTF nell'anno termico appena concluso è stata di 21.40 €/MWh (valore leggermente superiore a quello indicato nello scenario *High* nel precedente *Energy Outlook*), con un ampio *range* delle quotazioni su base mensile che sono oscillate tra i 17 €/MWh di ottobre 2017 ai quasi 28 €/MWh di settembre 2018, una salita che sfiora in percentuale il 64%.

Attorno a questi valori, anche la volatilità giornaliera annualizzata ha registrato un'impennata, superando il 180%, contro un 35% dell'inverno 15/16 e un 45% del 16/17.

Alla luce dell'analisi sui prezzi delle *commodity* presentata nel precedente *Capitolo*, dell'incertezza del quadro geopolitico, e del permanere dei fattori di riduzione dell'offerta e della flessibilità europea, è altamente probabile che la tendenza all'allineamento dell'Europa alle quotazioni del GNL asiatico e all'aumento della volatilità vengano confermate nei prossimi mesi, con prezzi al TTF, negli scenari di riferimento, compresi tra 28 €/MWh della stagione invernale e 23.5 €/MWh di quella estiva, in forte rialzo (4 €/MWh) rispetto alla precedente previsione.

Un'ulteriore salita dei prezzi del gas al TTF oltre i 30 €/MWh con punte mensili fino ai 32 €/MWh durante i mesi invernali più freddi, è compatibile con:

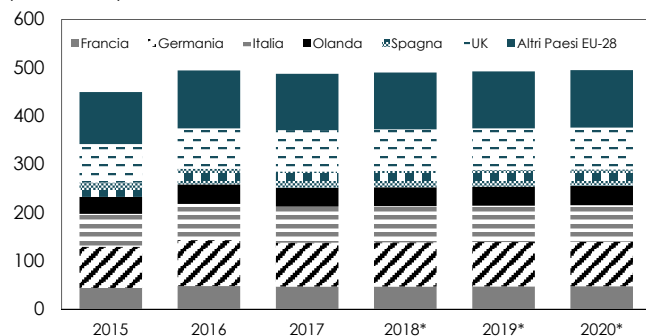
- uno scenario di aggravamento delle incertezze geopolitiche globali alla stregua di quanto avvenuto nel 2018, che porterebbe i prezzi delle *commodity* a proseguire il *trend bullish* nei prossimi mesi, con prezzi del petrolio oltre gli 85 \$/bbl e del carbone al di sopra dei 105 \$/t
- una rialzo della domanda asiatica, guidata da quella cinese, superiore ai 30 Gmc all'anno (livello considerato nello scenario più probabile).

Nel più lungo periodo, le previsioni sono guidate da due elementi. In primo luogo, nonostante le tensioni geopolitiche sembrano destinate a influenzare il mercato anche nei prossimi mesi, i valori di equilibrio dei prezzi delle *commodity* sono più bassi di quelli attuali, e ciò rende possibile un rientro delle quotazioni. In secondo luogo, la recente ondata di rialzi ha dato nuovo impulso al mercato del GNL: le attività al secondo train del liquefattore russo Yamal sono state avviate con sei mesi di anticipo rispetto alla pianificazione originaria, mentre entro la fine del 2019 potrebbero entrare in funzione 100 Gmc di capacità di liquefazione aggiuntiva distribuita principalmente tra Stati Uniti, Australia e Russia. Questi numeri non consentono di tornare a una situazione di "bolla del GNL" quale quella prospettata fino a qualche mese fa, ma permetterebbe un

¹ La International Gas Union stima che nell'area Mediterranea (Grecia, Italia, Portogallo, Spagna, Turchia) la componente oil-index nei contratti sia ammontata a circa il 61% nel 2017, mentre nell'area nord ovest europea (Belgio, Danimarca, Francia, Germania, Irlanda, Paesi Bassi, Regno Unito) sia stata dell'8% nello stesso anno.

² Nel 2017, la Cina con 39.5 Mtpa ha superato il Sud Corea in termini di volumi di GNL importati.

FIGURA 2.1. EVOLUZIONE DOMANDA GAS EU-28 (Gmc/anno)



Fonte: elaborazioni storiche su dati Reuters e Jodigas. * Previsioni REF-E

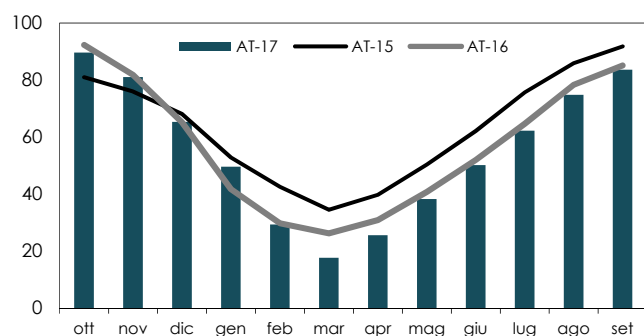
Un mese di gennaio al di sotto dei volumi prelevati l'inverno precedente. Un'impennata dei consumi civili è avvenuta invece tra febbraio e marzo, quando temperature sotto la media stagionale hanno spinto verso consumi record: solo nei due mesi considerati, il consumo è stato di circa 115 Gmc, pari al 24% del consumo annuale e in rialzo del 19% rispetto allo stesso periodo del 2017. Nonostante l'impatto dei mesi freddi di fine inverno sul dato dell'AT17, in assenza dei fattori congiunturali che avevano caratterizzato le scorse stagioni, la domanda europea dei prossimi anni potrebbe comunque essere in lieve salita con un effetto trascinamento attribuibile alla crescita economica (+0.5% annuale) e alla progressiva contrazione della produzione termoelettrica da fonti alternative (nucleare e carbone). In particolare, pesa la situazione di allarme proveniente dalla produzione nucleare belga: nel 2018 circa il 50% della producibilità dei due impianti del paese non sarà assicurata a causa di interruzioni avvenute a partire dallo scorso inverno. Anche se le stime per il 2019 prodotte da Engie (operatore dei due impianti del paese) sono state portate al 74% (corrispondenti a circa 4.6 GW), la producibilità del nucleare rimane un fattore di possibile, con sensibile rialzo della domanda gas per termoelettrico rispetto allo scenario prospettato. Fattori di volatilità, quali le temperature e la producibilità idroelettrica, rimangono, e sempre più saranno, pivotali per determinare oscillazioni, anche sensibili, attorno ai valori indicati.

STOCCAGGI: NUOVA ETÀ DELL'ORO?

Le vicende dell'ultima stagione hanno confermato, dopo anni di pessimismo sul valore dello stoccaggio di gas in un mercato dominato da logiche di breve periodo, la strategicità di questa infrastruttura, rivelatasi invece fondamentale non solo per la sicurezza dell'offerta, ma anche per l'ottimizzazione di portfolio degli operatori.

Le contingenze meteorologiche del primo trimestre 2017 e il conseguente aumento dei consumi di fine inverno hanno avuto un ragguardevole impatto sulla giacenza degli stoccaggi europei, scesi fino ad un volume di 17.9 Gmc a fine marzo, valore inferiore di quasi 6 Gmc rispetto al 2017. Il confronto della giacenza dell'anno termico appena concluso rispetto alla media degli ultimi tre anni (Figura 2.2) mostra

FIGURA 2.2. ANDAMENTO DEGLI STOCCAGGI EUROPEI (Gmc)



Fonte: elaborazioni storiche su dati GIE

un'alleggerimento delle quotazioni del GNL e un parziale decoupling di queste rispetto alle quotazioni del petrolio, di cui beneficerebbe direttamente il prezzo del gas europeo: i prezzi previsti per l'inverno 2019 sono dunque previsti in riduzione ancorché rivisti al rialzo rispetto al precedente Outlook, e compresi tra i 23.5 e i 24.5 €/MWh, con una media del TTF sull'anno termico 19 intorno ai 21.7 €/MWh, (-15% rispetto al precedente anno) (Figura 2.1).

CONSUMI IN RIALZO NONOSTANTE I DATI RECENTI

L'Anno Termico 2017 (AT17) ha confermato, in linea a quanto prospettato nel precedente Energy Outlook, una lieve decrescita dei consumi di gas naturale³ scesi a 487 Gmc (-1.4% rispetto al precedente anno). Il ritorno dell'idraulicità su livelli medi e il ripristino della produzione nucleare hanno permesso, durante gli scorsi mesi, un rientro della domanda gas per utilizzo termoelettrico, mentre quella civile invernale è rimasta fino al

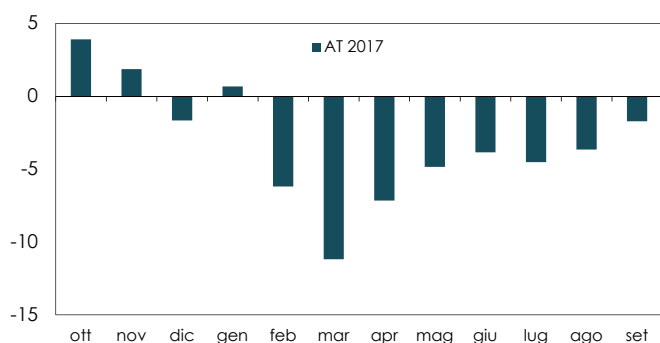
un'accentuata divergenza dei volumi stoccati, a cui nel corso dei mesi da aprile a settembre gli operatori hanno reagito in maniera adeguata. La quota di domanda gas destinata a stoccaggio durante l'estate 2018 ha avuto effetti diretti sui prezzi, in un contesto già altamente volatile e caratterizzato da prezzi delle materie prime energetiche e del GNL in forte aumento. Al contempo il differenziale estate-inverno, misura del valore intrinseco dello stoccaggio⁴, non ha raggiunto un valore tale da incentivare il riempimento profittevole di stoccaggio, se non durante i primi mesi della campagna iniezione dove lo spread tra i contratti prompt e il primo trimestre 2019 quotava intorno a 1 €/MWh.

Fotografata a settembre 2018, la condizione degli stoccaggi europei mostra tuttavia una giacenza in stoccaggio distante soli 1.7 Gmc rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, e ammontano pertanto a 7 Gmc i volumi iniettati durante l'estate, in più rispetto alla precedente stagione di iniezione. La giacenza complessiva

³ Elaborazioni REF-E effettuata durante il mese di settembre 2018. I dati definitivi di consumo potrebbero subire variazioni.

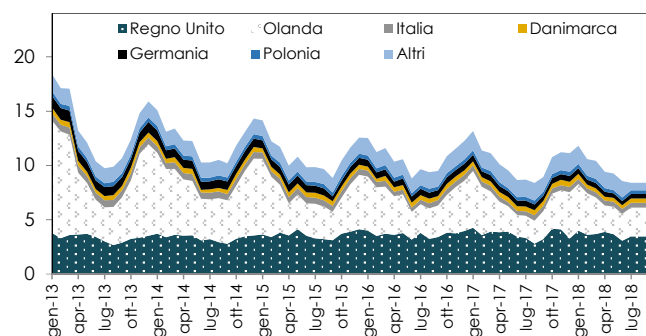
⁴ Il valore intrinseco è il valore estraibile dall'attività commerciale nello stoccaggio in un preciso momento, basato sui prezzi dei mercati forward. Si differenzia dal valore estrinseco, estraibile dalla movimentazione del gas da e verso lo stoccaggio tenendo conto delle caratteristiche operative dell'infrastruttura e dei suoi vincoli, e sfruttando in maniera attiva i movimenti e la volatilità del mercato.

FIGURA 2.3. DELTA GIACENZA TRA AT 2017 E TRIENNIO AT 2014 - 2016 (Gmc)



Fonte: elaborazioni storiche su dati GIE

FIGURA 2.4. PRODUZIONE DI GAS IN EUROPA (Gmc/mese)



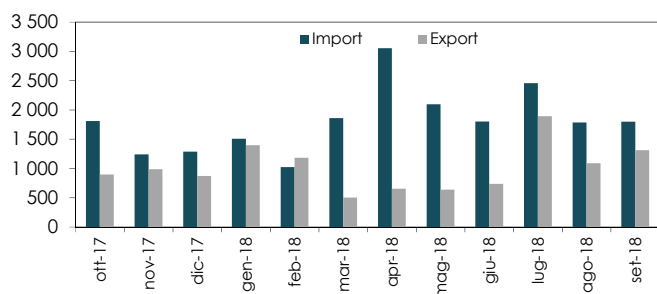
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Jodigas

capacità di modulare stagionalmente i livelli produttivi, e riusciva ad assicurare l'output massimo tra i mesi di dicembre e febbraio sulla base dei livelli di consumo. Se tra gennaio e febbraio 2013 l'Olanda produceva circa 340 Mmc/g, nello stesso periodo del 2018 l'output si è ridimensionato del 60% fino a volumi di meno di 140 Mmc/g, ed è presumibile che la riduzione dei livelli produttivi dei prossimi anni possa ulteriormente contribuire a ridurre la differenza di tasso di utilizzo tra estate e inverno, poiché proprio questo elemento è stato valutato come una delle possibili cause dei terremoti.

AUMENTA L'EXPORT DI GNL DALL'EUROPA

Durante l'estate 2018, l'aumento dei prezzi *spot* del GNL in Asia è stato stimolato da una continua crescita della domanda di gas liquido, ma anche dal rafforzamento del prezzo del petrolio e dunque del pricing associato ai contratti di lungo termine. Le importazioni nell'area nord-est asiatica (area che comprende Cina, Giappone, Corea del Sud e Taiwan, rispettivamente i primi tre e il quinto importatore di GNL al mondo) durante l'estate appena conclusa sono aumentate di 10 Gmc rispetto allo scorso anno (+9%) e di più di 20 miliardi di metri cubi rispetto alla media degli ultimi quattro anni (+19%). La domanda di

FIGURA 2.5. IMPORT ED EXPORT DI GNL IN EUROPA NORD OVEST (Mmc)



Paesi: Belgio, Francia, Paesi Bassi, Norvegia, Svezia, Portogallo, Spagna, Gran Bretagna

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

delle infrastrutture europee ammonta a circa 83.6 Gmc, volume leggermente inferiore (-2%) rispetto alla media degli ultimi tre anni, ma che potrebbe comunque non bastare in caso di uno spostamento verso l'alto dei livelli di domanda (Figura 2.3). Il gas iniettato durante gli scorsi mesi ha concorso a rafforzare la domanda estiva di gas e a supportare i prezzi in consegna, e dati gli ingenti volumi iniettati nei primi tre mesi della stagione di iniezione (32 Gmc) alcuni operatori stanno beneficiando di un prezzo medio ponderato del gas stoccato più basso anche di 4-5 €/MWh rispetto ai livelli di prezzo del primo trimestre 2019.

PRODUZIONE EUROPEA IN CONTINUA RIDUZIONE

Prosegue il declino della produzione europea anche nell'anno termico appena concluso, la cui ragione, come noto, è da attribuire principalmente alle imposizioni da parte del governo Olandese di graduale riduzione dell'output produttivo del campo di Groningen per via dell'esistenza di terremoti per i quali è stata trovata la causa nelle attività estrattive di gas dal giacimento. Prendendo in considerazione gli ultimi cinque anni termici, la produzione dei paesi EU28 è crollata del 21% passando da 150 Gmc nell'AT13 a 118 Gmc nell'AT17 (Figura 2.4): la riduzione produttiva olandese spiega più del 90% del declino degli ultimi anni (-29.1 Gmc), mentre il restante 9% è da attribuire a Germania (-4.3 Gmc) e Italia (-1.7 Gmc). Da Groningen sono stati estratti 21.6 Gmc nell'AT17, ma il piano di riduzione della produzione previsto dal governo prevede già per l'AT18 una riduzione di ulteriori 2.2 Gmc fino a un massimo output di 19.4 Gmc, mentre tappe importanti per i successivi anni sono quelle del 2022 dove è prevista una produzione massima di 12 Gmc, e quella del 2030 dove terminerà lo sfruttamento del giacimento.

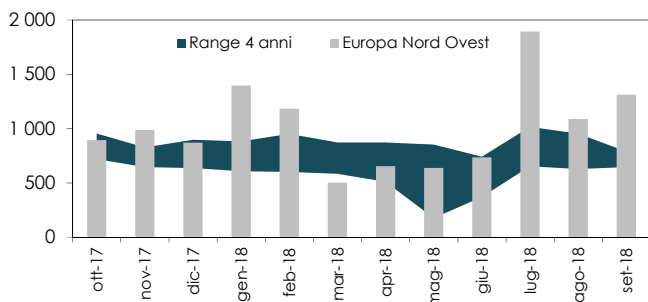
L'effetto del declino produttivo olandese è apprezzabile soprattutto durante i mesi invernali: il giacimento di Groningen aveva infatti la

capacità di modulare stagionalmente i livelli produttivi, e riusciva ad assicurare l'output massimo tra i mesi di dicembre e febbraio sulla base dei livelli di consumo. Se tra gennaio e febbraio 2013 l'Olanda produceva circa 340 Mmc/g, nello stesso periodo del 2018 l'output si è ridimensionato del 60% fino a volumi di meno di 140 Mmc/g, ed è presumibile che la riduzione dei livelli produttivi dei prossimi anni possa ulteriormente contribuire a ridurre la differenza di tasso di utilizzo tra estate e inverno, poiché proprio questo elemento è stato valutato come una delle possibili cause dei terremoti.

GNL dell'area è guidata dalla Cina, i cui consumi sono previsti aumentare ancora in maniera sostenuta fino a sfiorare i 300 Gmc nel 2019, una salita complessiva del 42% rispetto ai consumi 2016 e del 24% rispetto ai dati consuntivi 2017. La previsione di un continuo rafforzamento della domanda di gas in Cina è dovuta alle nuove *policy* di *switching* dal carbone al gas, ed è giustificata dalle più recenti novità emesse dal governo cinese relative all'intenzione per il prossimo inverno di coinvolgere ulteriori 4 milioni di famiglie nel piano di conversione.

In Europa la domanda robusta, proveniente soprattutto dalle esigenze di ricostituzione delle riserve in stoccaggio, ha permesso un graduale avvicinamento dei prezzi europei a quelli asiatici del GNL. Le importazioni nell'area nord ovest dell'Europa (Figura 2.5) hanno viaggiato intorno a valori di circa 2 Gmc/mese ad aprile e maggio, i volumi massimi degli ultimi cinque anni, ripiegando

FIGURA 2.6. RELOADING IN EUROPA NORD OVEST (Mmc)



Paesi: Belgio, Francia, Paesi Bassi, Norvegia, Svezia, Portogallo, Spagna, Gran Bretagna

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

poi al ritmo di 1.6 Gmc/mese a giugno e luglio per poi rimbalzare nuovamente oltre gli 1.8 Gmc/mese tra agosto e settembre. L'estate in aggregato ha fatto segnare un'importazione di GNL record sui porti del nord Europa, con un volume maggiore del 15% rispetto alla media degli ultimi quattro anni, e di quasi il 30% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno.

Ma le differenze di prezzo tra il mercato europeo e quello asiatico lungo l'estate hanno anche favorito, in alcuni mesi, le attività di export: le attività di arbitraggio tra le due aree di mercato hanno interessato un volume oggetto di attività di *reloading* scambiato durante l'estate risultato più del doppio (6.6 Gmc) rispetto a quanto esportato lo scorso anno (+116%) (Figura 2.6). I mesi particolarmente interessati dalle attività di reloading sono stati quelli tra luglio e settembre, mesi in concomitanza dei quali i prezzi *spot* del GNL asiatico registravano i maggiori aumenti e in cui avveniva l'allineamento alle formule di prezzo *oil-linked*.

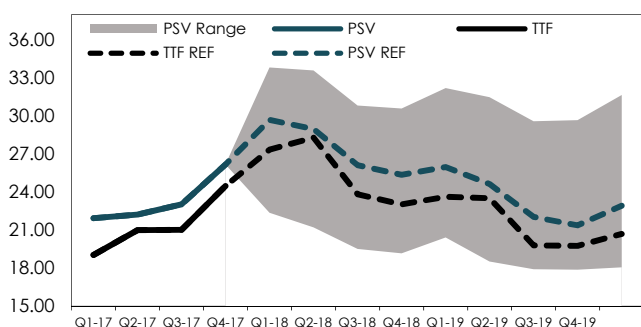
Nelle ultime settimane di settembre lo spread tra i due mercati si è molto ridimensionato, soprattutto a causa di un consistente ribasso del prezzo GNL in Asia conseguente alla possibilità in Giappone di riapertura di un reattore entro ottobre. Difficile, dunque, che si prospetti una prosecuzione di questi volumi in export data la situazione attuale, ma tutto dipenderà dall'evoluzione delle temperature nelle due aree di mercato, la principale causa della domanda di punta e il driver fondamentale per la richiesta di carichi *spot* di GNL.

L'OUTLOOK PER IL MERCATO ITALIANO DEL GAS NATURALE

Quanto avvenuto nei mercati europei del gas ha avuto ripercussioni anche al PSV italiano, i cui prezzi sono

rapidamente saliti lungo tutta l'estate fino a raggiungere valori di oltre 32 €/MWh. Tuttavia il mercato italiano appare essere più robusto rispetto al passato: registra valori record nelle importazioni via gasdotto dalle principali direttrici, attira nuovi carichi di GNL su base *spot* anche grazie all'entrata in vigore delle nuove aste di rigassificazione, e consolida l'importanza dello stoccaggio come risorsa strategica (a cui sono associati obblighi di riempimento e svuotamento) investendo in nuova capacità più flessibile. La robustezza del mercato italiano del gas era già stata ampiamente dimostrata lo scorso inverno, quando nei mesi più critici il PSV registrava valori a sconto rispetto ai mercati del nord con punte infragiornaliere anche superiori ai 20 €/MWh. Concorrono alla maggiore stabilità anche le nuove strategie di gestione del bilanciamento di Snam, maggiormente orientate al mercato e che tengono in considerazione la prontezza degli operatori a rispondere ai segnali di mercato e agli interessi di acquisto o vendita che il responsabile del bilanciamento mostra sulla piattaforma MGAS del GME (Figura 2.7).

FIGURA 2.7. PREZZI GAS: PREVISIONI vs FORWARD (€/MWh)



Fonte: elaborazioni storiche su dati Albasoluzioni e Reuters

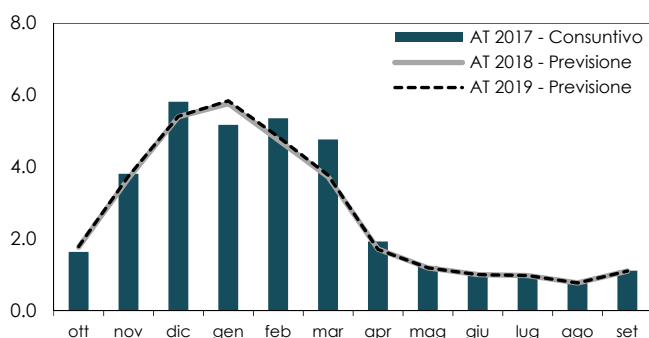
Nonostante il mercato italiano viva una situazione di maggiore tranquillità rispetto ai mercati nord europei, lo scenario di riferimento tiene comunque in considerazione i rischi sulle *commodity* internazionali e i livelli di prezzo del gas e del GNL, che si traducono sul prossimo inverno in una previsione di prezzo al PSV intorno ai 29.3 €/MWh. Sulla stagione estiva è presumibile un rilassamento dei prezzi verso valori di 25.7 €/MWh, in linea con quanto prospettato per gli andamenti dei prezzi del petrolio e del gas, e prendendo in considerazione la nuova capacità di liquefazione globale prevista entrare in funzione lungo il 2018. L'ulteriore nuova offerta di GNL nel 2019 e l'entrata in funzione del TAP durante il 2020 farebbero propendere negli scenari di riferimento per un'ulteriore diminuzione delle quotazioni nell'AT19 su un valore medio di 23.5 €/MWh.

Analizzando tuttavia gli scenari alternativi, le molteplici incertezze che i mercati energetici mostrano, rendono più probabili scenari di rialzo delle quotazioni piuttosto che di ribasso. Un principale *driver* del passo rialzista delle quotazioni rimane la domanda di prodotti energetici, in aumento grazie a una crescita economica diffusa su scala globale, mentre a stimolare i movimenti di medio hanno maggior peso i fondamentali delle specifiche *commodity*. Relativamente al gas, un fattore internazionale da tenere sotto controllo rimane l'attività di *switching* carbone-gas in Cina che lo scorso anno aveva prodotto un aumento di domanda gas di circa 30 Gmc, portando il Paese a registrare un consumo totale di 238 Gmc. Le quotazioni di GNL asiatico lo scorso inverno si erano rapidamente portate sugli 11 \$/MMBtu (33 €/MWh), ma durante l'estate 2018 sono state toccate punte più alte anche di un dollaro, e le stime parlano di una domanda cinese di ulteriori 33 Gmc durante l'anno solare in corso (Tabella 2.1). In uno scenario di alta domanda residenziale durante

TABELLA 2.1. PREZZI PREVISIVI REF-E CONFRONTI CON CURVE FORWARD
(settembre 2018) (€/MWh)

	PSV-REF	PSV FWD	TTF-REF	TTF FWD	PSV-TTF REF	PSV-TTF Fwd
W17	22.1	22.1	20.0	20.0	2.07	2.07
S18	24.6	24.6	22.8	22.8	1.85	1.85
W18*	29.3	29.3	27.8	27.5	1.51	1.82
S19*	25.7	27.0	23.4	25.1	2.31	1.95
W19*	25.3	28.2	23.6	26.3	1.73	1.90
S20*	21.7	24.2	19.8	22.2	1.93	2.00
AT17	23.3	23.3	21.4	21.4	1.96	1.96
AT18*	27.5	28.2	25.6	26.3	1.91	1.88
AT19*	23.5	26.2	21.7	24.3	1.8	1.95
W18/17	33%	33%	39%	37%	-27%	-12%
S19/S18	5%	10%	3%	10%	25%	5%
18/17	18%	21%	20%	23%	-2%	-4%
19/18	-15%	-7%	-15%	-8%	-4%	3%

Fonte: Albasoluzioni. * Previsioni REF-E con modelli I-GaMe e GASP

FIGURA 2.8. ITALIA: PREVISIONI DOMANDA RESIDENZIALE
(Gmc/mese)

Fonte: dati Snam Rete Gas e previsioni REF-E

TABELLA 2.2. ITALIA: DOMANDA GAS PER SETTORE
(Gmc)

	Reti	Industria	Termo	Altro	Totale
W17	26.6	7.7	13.1	3.0	48.7
S18	7.1	6.8	10.9	1.7	25.5
W18*	25.1	7.8	11.2	3.4	45.4
S19*	6.8	6.9	10.1	1.8	24.4
W19*	25.4	7.9	10.9	3.3	45.3
S20*	6.8	7.0	10.0	1.9	24.5
AT17	33.7	14.5	24.0	4.7	74.2
AT18*	31.9	14.7	21.2	5.3	69.8
AT19*	32.2	14.9	20.9	5.2	69.9
W18/17	-5.5%	1.9%	-14.9%	13.8%	-7.0%
S19/S18	-4.9%	0.8%	-7.1%	7.8%	-4.0%
18/17	-5.3%	1.4%	-11.3%	11.6%	-5.9%
19/18	0.9%	1.2%	-1.5%	-1.7%	0.1%

Fonte: elaborazioni storiche su dati Snam Rete Gas. *Previsioni REF-E

escludere incertezze nei prossimi mesi: gli aggiornamenti più recenti relativi alla situazione del comparto elettrico europeo mostra possibili incertezze provenire dalla produzione nucleare belga con effetti che si scaricherebbero sui flussi di import europei, mentre permangono le instabilità legate alle autorizzazioni a produrre di alcune centrali nucleari francesi che lo scorso anno erano state poste sotto osservazione.

STOCCAGGI: OFFERTA IN AUMENTO

Anche in Italia, come in tutta Europa, le infrastrutture di stoccaggio hanno registrato un drastico svuotamento a cavallo tra febbraio e marzo. Gli stoccaggi italiani che fino al 27 febbraio registravano una giacenza pressoché allineata a quella del precedente anno stoccaggio (7.8 Gmc), sono stati utilizzati nel corso dei restanti giorni dell'AS17 per 1 Gmc in più finendo la stagione di erogazione con una giacenza complessiva di

⁵ Le previsioni di domanda negli scenari high tengono conto di una temperatura durante l'inverno inferiore di 1.5 gradi centigradi rispetto alla media degli ultimi tre anni.

l'inverno, i prezzi europei e italiani sarebbero maggiormente esposti agli andamenti di prezzo del gas internazionale e, come avvenuto durante l'estate, potrebbero registrare un sostanziale allineamento ai prezzi asiatici al netto dei costi di *shipping*. In tal caso, le quotazioni al PSV si potrebbero attestare anche a valori intorno ai 34-35 €/MWh su base mensile durante il prossimo inverno, e nel range 30 - 31 €/MWh durante l'estate successiva.

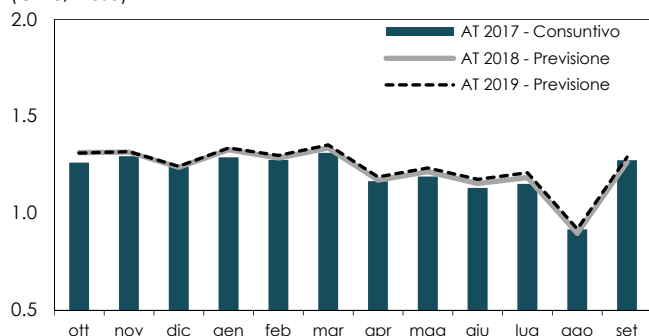
DOMANDA IN RIDUZIONE PER I PROSSIMI ANNI

Diverse variabili hanno caratterizzato la domanda gas nell'anno termico appena concluso. La scomposizione dei volumi totali, nel complesso allineati a quelli dell'anno termico precedente, mostra un volume indirizzato verso le reti a media e bassa pressione (e dunque destinato a clienti civili, piccole industrie e aziende) balzato sopra quota 33.5 Gmc, valore sopra la media decennale (+2.2%) (Figura 2.8). Tra le cause, la principale è il forte aumento di consumi per riscaldamento causato dal clima rigido che ha investito l'Italia (e gran parte d'Europa) tra fine febbraio e inizio marzo, e il volume di 10.1 Gmc prelevato nei due mesi corrisponde al massimo registrato negli ultimi 13 anni. Uno scenario di temperature in media di periodo nei mesi invernali farebbe presupporre negli scenari di riferimento una discesa della domanda civile per i prossimi due anni termici (Tabella 2.2), anche se tuttavia le incertezze delle variabili meteo, seppur non prevedibili, non sono da escludere e porterebbero a una domanda civile di oltre 34.9 Gmc per i prossimi due anni termici in caso di temperature al di sotto delle medie stagionali⁵.

Anche la domanda gas per usi industriali (Figura 2.9) è risultata nello scorso anno termico sopra la media decennale (+9%) data la crescita economica che ha continuato a estendersi lungo il 2018, beneficiando del trascinamento economico positivo dei periodi precedenti. È probabile che perduri anche nei prossimi due anni termici il livello di domanda gas dei settori industriali, pur in un contesto economico che ha visto un'ampia riduzione delle stime di prodotto interno lordo rispetto allo scorso anno, ma dove tuttavia una possibile compensazione potrebbe provenire dall'export grazie al rafforzamento del dollaro in atto.

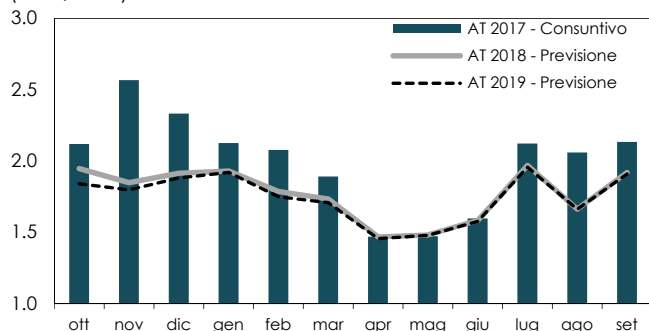
Il prelievo per la produzione termoelettrica (Figura 2.10) continua invece a mostrare segni di variabilità, e rispetto allo scorso anno termico l'utilizzo di gas è diminuito di più del 6%. Il ritorno della producibilità idroelettrica a partire dal termine dello scorso inverno ha fornito un maggiore supporto alla produzione rinnovabile a discapito di quella a gas, e gli scenari di riferimento includono una prosecuzione di tale effetto anche nei prossimi mesi. Tenendo conto inoltre di import e di produzione eolica e solare su valori intorno alle medie stagionali decennali, l'utilizzo di gas nel comparto termoelettrico si attesterebbe intorno ai 21 Gmc nei prossimi due anni termici. Tuttavia, non sono da

FIGURA 2.9. ITALIA: DOMANDA GAS NELL'INDUSTRIA (Gmc/mese)



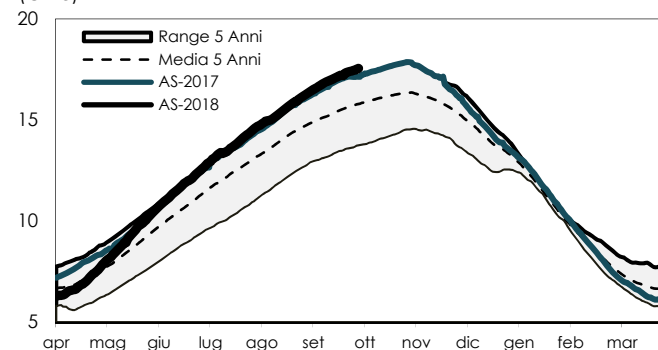
Fonte: dati Snam Rete Gas e previsioni REF-E

FIGURA 2.10. ITALIA: PREVISIONE DOMANDA TERMOELETTRICA (Gmc/mese)



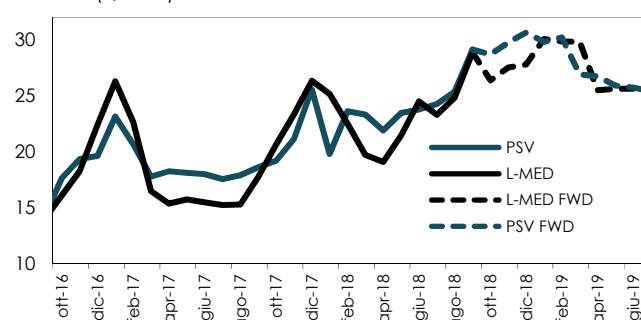
Fonte: dati Snam Rete Gas e previsioni REF-E

FIGURA 2.11. ITALIA: ANDAMENTO DEGLI STOCCAGGI (Gmc)



Fonte: GIE

FIGURA 2.12. ANDAMENTO DELL'INDICE L-MED E CONFRONTO CON PSV (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E e dati Albasoluzioni e Reuters

6.2 Gmc, la minore degli ultimi tre anni (**Figura 2.11**). L'ulteriore supporto alla domanda estiva proveniente dal riempimento di stoccaggio è avvenuto anche a causa degli obblighi di riempimento mensili e dalle penali associate al mancato riempimento.

Entro la fine dell'anno termineranno i lavori allo stoccaggio di Cornegliano promossi dal nuovo operatore Ital Gas Storage che, già a partire dall'anno stoccaggio in corso, offrirà nuovi prodotti di stoccaggio sul mercato. La storia del nuovo campo di stoccaggio è partita a marzo 2011, quando la società aveva ottenuto la concessione per la trasformazione ed esercizio in stoccaggio gas di un vecchio giacimento in avanzata fase di produzione a Cornegliano (Lodi) per una durata di 20 anni. Dopo alcune richieste di proroga relative all'avvio dei lavori autorizzate dal MiSE, l'ultimo provvedimento del 2015 ha previsto il termine di questi al 31 dicembre 2018. Lo stoccaggio, di capacità a regime di 1.3 Gmc, beneficerà del sistema di incentivi disposti dalla delibera 182/2015 determinati sulla base della capacità di punta massima che prevede l'erogazione per 15 anni di un corrispettivo di 0.7 €/Smc/g aggiornato annualmente. Il sito di Cornegliano vanta una capacità di erogazione flessibile e rapida, con un tempo di erogazione necessario allo svuotamento dell'intero sito in fase di erogazione (la cosiddetta duration) inferiore a 70 giorni, fattore vincolante per l'accesso al sistema di incentivazione. È possibile che parte della capacità di stoccaggio del campo di Cornegliano venga riservata come volume aggiuntivo ai servizi di flessibilità inclusi nel Decreto Stoccaggio dello scorso febbraio, e che hanno permesso l'avvio della vendita dei nuovi servizi *Fast Cycle* e *Punta Flex*.

LA CRESCITA DEI PREZZI ITALIANI DEL GAS ATTIRA GNL AMERICANO

Anche in Italia, come nel resto d'Europa, il rialzo delle quotazioni del gas ha determinato un sostanziale allineamento ai prezzi del GNL: già a partire da giugno e poi con più vigore tra agosto e settembre, i prezzi dell'indice L-MED di REF-E⁶ (**Figura 2.12**) segnalavano un'indifferenza relativa tra l'approvvigionamento all'*hub* e quello di gas proveniente esclusivamente dai terminali (al netto della tariffa di rigassificazione).

Nello stesso periodo inoltre, le quotazioni europee del GNL riflettevano quelle asiatiche scontate del costo di trasporto, indicatore di maggiore attrattività dei mercati europei per gli esportatori qatarini o americani. Effettivamente i quattro *slot* resi disponibili sulla piattaforma PAR⁷ nel mese di ottobre per la consegna nello stesso mese al rigassificatore livornese OLT sono stati tutti assegnati, e già una nave di provenienza americana è stata scaricata a inizio mese.

Valutate sull'intero anno termico appena concluso, le importazioni di GNL sono state di circa 7.3 Gmc, il 10% in meno rispetto al volume di 8 Gmc totalizzato lo scorso anno.

Quelle via gasdotto sono state praticamente equivalenti a quelle dello scorso anno (69.2 Gmc) anche se l'analisi dei singoli punti di interconnessione mostra andamenti differenti (**Figura 2.13**).

Prosegue l'incremento delle importazioni dalla Russia che, con un volume di 31.5 Gmc sull'AT17 che rappresenta una crescita del 4% rispetto ai livelli record dell'AT16. Anche da Passo Gries c'è stato un maggior apporto rispetto allo scorso AT (circa 8 Gmc, +8%), anche se tuttavia i valori rimangono inferiori alla

⁶ L-MED Index è il primo prezzo di riferimento per contrattazioni di carichi spot GNL nel bacino del Mediterraneo, definito in modo da riflettere la competitività tra i mercati potenziali di destinazione, e della competizione tra combustibili.
⁷ Newsletter Osservatorio Energia 220.

BOX 2.1. GLI STRUMENTI DI FLESSIBILITÀ DELLO STOCCAGGIO IN ITALIA

Lo sviluppo dell'*hub to hub competition* in Italia ha aumentato, soprattutto negli ultimi due anni, l'esigenza di un sistema infrastrutturale capace di rispondere in maniera rapida alle esigenze degli operatori. Lo stoccaggio rappresenta un'infrastruttura la cui funzione è progressivamente cambiata nel corso del tempo: da strumento necessario alla modulazione dei consumi e ai fini del bilanciamento della rete, è diventato uno strumento di ottimizzazione di portafoglio su cui è spesso richiesto un alto grado di flessibilità. Questo anche a seguito del cambio di regime di bilanciamento della rete di trasporto (Regolamento UE 312/2014), in cui a fronte di un meccanismo implicito di gestione delle congestioni, gli utenti hanno preso ruolo attivo mediante la necessità di offrire flessibilità ai fini del bilanciamento delle proprie posizioni attraverso gli strumenti di cui dispongono, tra cui figurano appunto gli stoccaggi gas.

La ripartizione della capacità complessiva di stoccaggio tra le diverse finalità a cui può essere dedicata (sicurezza, modulazione stagionale e modulazione di breve periodo) è fissata annualmente con decreto ministeriale, insieme al profilo di erogazione massimo consentito nel periodo tra novembre e marzo. Le imprese di stoccaggio, che attualmente Stogit ed Edison Stoccaggio a cui presto si unirà Ital Gas Storage, partendo dai volumi dichiarati dal decreto ministeriale offrono servizi differenziati sulla base delle caratteristiche di prestazione a cui l'utente accede. Su questo verso possono essere differenziati tre diversi livelli di prodotti:

- servizi base: si dividono in servizio di modulazione uniforme, che prevede l'iniezione durante l'estate e l'erogazione costante da novembre a marzo, e servizio di modulazione di punta, che prevede iniezione durante l'estate e erogazione da novembre a marzo sulla base dei profili di erogazione massimi fissati dal MiSE
- capacità di breve termine: prodotti che prevedono iniezione e erogazione base mensile, settimanale e giornaliera con un profilo di erogazione uniforme
- servizi di flessibilità: servizi che danno la possibilità all'utente di sfruttare le prestazioni in iniezione o erogazione durante l'intero ciclo di operatività dello stoccaggio o all'interno di periodi inferiori.

Il DM 22 febbraio 2018 ("Decreto Stoccaggio") ha destinato 800 milioni di metri cubi di capacità proprio ai servizi di flessibilità: una necessità per il mercato a fronte delle nuove regole di bilanciamento, ma una piccola (ma importante e lungamente attesa) rivoluzione per il mercato gas italiano.

PUNTA FLEX, FAST CYCLE E WEEKEND+

Il concetto di servizi di flessibilità introdotto dal Decreto Stoccaggio 2018 ha portato all'erogazione da parte di Stogit di due nuovi servizi aggiuntivi rispetto a quelli base, *Punta Flex* e *Fast Cycle*.

Il servizio *Punta Flex* consente la conversione delle prestazioni associate alla capacità di erogazione del servizio uniforme in prestazioni specifiche di due tipologie:

- erogazione in 45 giorni, per una prestazione associata alla capacità di erogazione pari allo spazio conferito diviso 45 giorni nel periodo dal 1 novembre al 15 dicembre e zero nella restante parte della fase di erogazione
- erogazione in 75 giorni, per una prestazione associata alla capacità di erogazione pari allo spazio conferito diviso 75 giorni nel periodo dal 1 novembre al 15 gennaio e zero nella restante parte della fase di erogazione.

Il servizio *Fast Cycle* consente invece di utilizzare prestazioni di iniezione ed erogazione lungo tutto l'anno termico, bypassando invece i concetti di fase di iniezione ed erogazione che invece i servizi base devono seguire. Attraverso il servizio *Fast Cycle*, l'utente può:

- iniettare durante tutta la durata dell'Anno Termico, in misura pari allo Spazio diviso 170 giorni;
- erogare durante tutta la durata dell'Anno Termico, in misura pari allo Spazio diviso 120 giorni.

I risultati delle aste mostrano come il servizio *Fast Cycle* sia di gran lunga quello di maggiore interesse per il mercato.

Ital Gas Storage è il nuovo operatore di stoccaggio che avvierà presumibilmente le attività già a partire dall'anno stoccaggio in corso. Non sono ancora stati pubblicati i volumi offerti, e nemmeno la data esatta per l'avvio delle attività, ma l'azienda ha già avviato un procedimento di consultazione per l'offerta di un nuovo prodotto denominato *Weekend+* mediante il quale sarà possibile iniettare fino al 6 gennaio ma solamente durante il weekend e il periodo natalizio tra il 24 dicembre e il 6 gennaio, per un'erogazione

TABELLA 1. ESITI DELLE ASTE PER I SERVIZI DI FLESSIBILITÀ

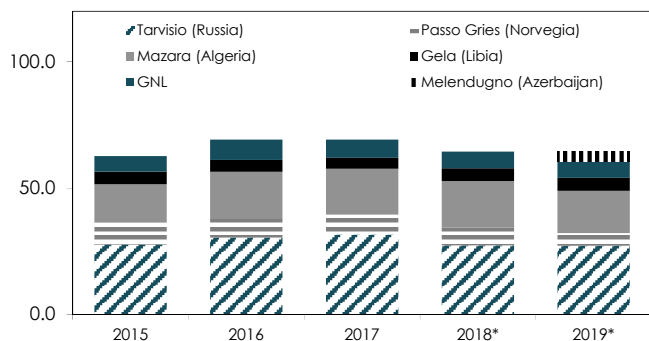
Aste di marzo 2018	Punta Flex 45 giorni	Punta Flex 75 giorni	Fast Cycle
Capacità offerta (Smc)	250 000 000	342 772 738	300 000 000
Capacità richiesta (Smc)	157 227 262	3 038 910	1 957 146 615
Capacità conferita (Smc)	157 227 262	3 038 910	300 000 000
Richiesta / Conferita	62.9%	0.9%	652.4%
Prezzo medio ponderato (€cent/Smc)	0.143376	0.039872	0.915019

Fonte: Stogit

possibile solo dall'8 gennaio a fine marzo. Nel Decreto Stoccaggio di febbraio non era prevista l'offerta di tali prodotti, e pertanto Ital Gas Storage dovrebbe attendere le dovute autorizzazioni prima di poter procedere alla vendita del servizio.

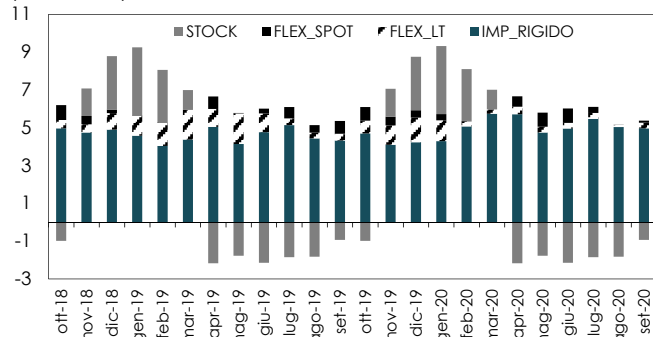
La presenza di questi prodotti riduce per gli operatori i rischi legati agli sbilanciamenti e offre una possibilità in più per il bilanciamento del sistema. Per quanto i volumi disponibili siano ancora limitati, la loro presenza può aumentare l'efficienza complessiva del mercato, in termini di risposta dell'offerta ai segnali di prezzo, limitando ad esempio l'impatto dei picchi di prezzo del Nord Europa sul nostro sistema in caso di aumenti di domanda concentrati all'estero (come già avvenuto questo inverno) ma anche, al contrario, modulando adeguatamente l'offerta nel caso in cui il picco fosse invece concentrato nel nostro paese.

FIGURA 2.13. VOLUMI IMPORTATI ALLE FRONTIERE ITALIANE (Gmc)



Fonte: elaborazioni storiche su dati Snam; previsioni con modello I-GaMe

FIGURA 2.14. PREVISIONE IMPORT E STOCCAGGIO (Gmc/mese)



Fonte: previsioni REF-E con modelli I-GaMe e GASP. Iniezione a valori negativi

media degli ultimi cinque anni, media che si attesta intorno ai 9 Gmc. A ribilanciare l'offerta hanno contribuito le importazioni dall'Africa: da Gela (-8%) la riduzione è dovuta in particolare a una lunga manutenzione sul gasdotto Greenstream che ha bloccato le importazioni tra aprile e maggio; da Mazara invece il flusso è lievemente diminuito (-3%) rimanendo comunque al di sopra della media degli ultimi cinque anni (+34%).

Dai risultati del modello I-GaMe di REF-E emerge che dalla Russia proverrebbe un flusso sostenuto per i prossimi due anni termici (superiore ai 27 Gmc/anno) anche se inferiore rispetto all'AT17 in coerenza con la riduzione di domanda (Figura 2.14).

Le strategie di Gazprom sono orientate verso un consolidamento e rafforzamento dei flussi esportati verso l'Europa, da effettuare sia in termini di volumi aggiuntivi, sia mediante un'apertura verso più controparti.

Nella seconda metà del mese di agosto è stata lanciata la *Electronic Sales Platform*, una piattaforma mediante la quale GazpromExport venderà gas naturale a clienti europei su base *spot*: questa nuova pratica sostituisce le aste effettuate gli scorsi anni e non più ripetute, rende il processo di accreditamento maggiormente accessibile, e è probabile che permetta un efficientamento dei processi di acquisizione del gas in forma diversa dai contratti *long term*. Rimangono tuttavia le incertezze sulla stabilità dei flussi in export, soprattutto verso Vel'ké Kapušany (tra Ucraina e Slovacchia) a seguito della scadenza del contratto di transito che terminerà al 2020.

La rotta alternativa più probabile, il Nord Stream 2, ha visto l'avvio dei lavori in territorio russo, ma la prosecuzione dei lavori si scontra ancora con le opposizioni della Danimarca, che non ha ancora garantito i permessi, e con le minacce statunitensi

di applicazione di sanzioni nei confronti della Russia. Gli Stati Uniti, che vedono il Nord Stream 2 come una minaccia alla concorrenza e un aumento della dipendenza europea dal gas russo, puntano a aumentare le vendite di GNL verso l'Europa e dunque a diventare *player* attivo nella diversificazione europea degli approvvigionamenti.

I flussi dal nord Africa rimarrebbero invece allineati a quelli degli ultimi due anni termici almeno fino al termine del 2019, ma potrebbero subire una flessione negativa a partire dall'inverno 19/20 quando i contratti di approvvigionamento con l'Algeria saranno scaduti. Eni ha già avviato alcune discussioni con Sonatrach relativamente alle possibili rinegoziazioni dei contratti, ma allo stesso tempo ha rafforzato i rapporti con l'azienda al fine di espandere le attività *upstream* nel Paese siglando un accordo di *partnership* per le attività nel bacino del Berkine. Intanto in Libia, a soli tre anni dalla Decisione Finale d'Investimento (FID) è stata avviata da parte di Eni e NOC (National Oil Corporation) la produzione dal progetto *offshore* Bahr Essalam Fase 2, dal quale è prevista una produzione di un volume aggiuntivo di 11 Gmc/g.

La variabilità dei flussi in import a Passo Gries continuerà a essere condizionata dalla manutenzione al gasdotto tedesco TENP che sta provocando, e continuerà almeno fino al termine dell'anno termico in corso, una riduzione della capacità in uscita a Wallbach di 20 Mmc/g (contro i 34 Mmc/g normalmente disponibili). Tuttavia, come osservato durante lo scorso inverno, è presumibile che lo *spread* PSV-TTF rimanga legato alle dinamiche di mercato dell'area nord europea.

Proseguiranno con molta probabilità le condizioni di variabilità dello *spread* PSV-TTF nei prossimi mesi, che sarà scaricato sulla variabilità dei flussi in import da Passo Gries. Tenendo conto della situazione strutturale dei mercati gas del nordeuropei, la riduzione di quelli che possono essere definiti "strumenti di flessibilità" (punta di produzione invernale e di erogazione di stoccaggio) nei mercati del nord Europa potrebbe continuare a spingere al rialzo le quotazioni agli *hub* TTF e all'NBP, consentendo una riduzione relativa del differenziale di prezzo con il mercato italiano.

Lo scorso inverno, e in particolare durante il periodo di gelo di fine febbraio, i prezzi dei due principali mercati del nord Europa avevano toccato valori anche superiori ai 100 €/MWh, contro un prezzo al PSV che durante le sessioni giornaliere si posizionava anche di 25 €/MWh più in basso. In questo scenario è presumibile un *spread* nei prossimi due anni termici in linea con quello dell'anno appena concluso (rispettivamente 1.9 per l'AT18 e 1.8 per l'AT19) che si posizionerebbe dunque al di sotto del costo logistico.

A partire da marzo 2020 è prevista l'entrata in funzione del TAP, gasdotto che permetterà di trasferire verso l'Italia gas proveniente dai bacini dell'Azerbaijan.

Il gasdotto ha una capacità annuale di 10 Gmc, e il consorzio Shah Deniz II per lo sviluppo del giacimento azero ha già sottoscritto diversi contratti *long term* della durata di 25 anni con diverse società europee (tra queste figurano aziende italiane come Enel ed Hera), alcune delle quali hanno rivelato il volume sottoscritto (Hera 300 Mmc/a, GdfSuez 2,6 Gmc, E.ON 1.6 Gmc, Shell 1 Gmc) e con una *Annual Contracted Quantity* stimata intorno ai 9 Gmc. Il gasdotto beneficerà dell'esenzione dal principio del *Third Party Access*, esenzione riservata alle nuove importanti infrastrutture del sistema gas al fine di incoraggiare gli investimenti assicurando il corretto funzionamento del mercato.

Dalle simulazioni del modello I-GaMe emerge che il volume importato a partire dal 2020 si aggirerebbe intorno al 70% della capacità sottoscritta con i contratti di lungo termine, valore assunto come quota di volume *take-or-pay* standard per i contratti sottoscritti: dati infatti i nuovi investimenti per lo sviluppo del giacimento e per la costruzione del gasdotto (l'investimento complessivo di quest'ultimo ammonta a oltre 40 miliardi di dollari), il costo dei volumi aggiuntivi di gas tra le quote *ToP* e quelle massime potrebbe avere un costo superiore alle altre fonti di approvvigionamento su cui l'Italia può contare. Tuttavia le tempistiche di avvio delle importazioni da questa fonte alternativa sono ancora incerte, con possibili ritardi dovuti anche all'opposizione italiana all'avvio dei lavori.

3. OUTLOOK PER IL MERCATO ELETTRICO

IL COSTO PER I TERMOELETTRICI INCIDE AL RIALZO SUL PUN

NEL 2018 PESA L'AUMENTO DEI PREZZI DELLE COMMODITY

TABELLA 3.1. PUN BASELOAD ANNUO E COMPONENTI DEL PREZZO

	2017 consuntivo	2018 EO8	2018 EO9*	2019 EO9	2020 EO9
PUN	54.0	59.9	63.6	70.8	60.6
Prezzo gas (€/MWh) ⁽¹⁾	19.6	23.6	25.3	26.6	22.8
Costo variabile fuel: impianto a gas (€/MWh) ⁽²⁾	44.7	53.3	57.0	60.3	52.6
Prezzo carbone (\$/t) ⁽³⁾	83.1	91.3	93.6	95.4	89.1
Costo variabile fuel: impianto a carbone (€/MWh) ⁽⁴⁾	35.5	36.0	37.1	38.3	36.1
Prezzo carbonio (€/tCO ₂ eq)	5.8	15.3	16.7	26.3	19.8
Onere ETS:					
- impianti CCGT (€/MWh) ⁽⁵⁾	2.2	5.8	6.3	9.9	7.4
- impianti a carbone (€/MWh) ⁽⁶⁾	5.6	14.7	16.0	25.2	18.9
CSS (€/MWh)	7.1	0.8	0.3	0.6	0.6
CDS (€/MWh)	12.9	9.2	10.5	7.2	5.7

* Prezzi consuntivi fino al 01 ottobre 2018

⁽¹⁾ €/MWh termici a PCS al netto dei costi di logistica dal PSV alla centrale

⁽²⁾ €/MWh elettrici a PCI al lordo dei costi di logistica con rendimento 53%

⁽³⁾ Al netto dei costi di logistica ⁽⁴⁾ Al lordo dei costi di logistica pari a 4.93 €/MWh, con rendimento 35%

⁽⁵⁾ Onere ambientale impianto CCGT con rendimento 53%

⁽⁶⁾ Onere ambientale impianto a carbone con rendimento 35%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters, Alba e GME e previsioni con Step

Durante il 2018 il mercato elettrico ha prodotto risultati molto diversi rispetto agli ultimi anni, con prezzi che hanno raggiunto via via nuove vette. La media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) da inizio anno alla fine di settembre si attesta a circa 58.9 €/MWh e, in base alla previsione di riferimento per l'ultimo trimestre, potrebbe raggiungere un livello medio di 63.6 €/MWh sull'intero anno (+6.2% rispetto al precedente *Energy Outlook*), corrispondente a una salita del 18% rispetto al 2017.

Sul prezzo elettrico hanno inciso profondamente le turbolenze del mercato del gas e delle altre *commodity*, che hanno esercitato una pressione rialzista sui prezzi delle materie prime e, di conseguenza, dei costi di produzione della tecnologia marginale nella prevalenza delle ore, ovvero quella a ciclo combinato. Rispetto agli anni passati, la composizione del *mix* di offerta ha

invece inciso in maniera ridotta sulle dinamiche del PUN. La domanda elettrica, pur risultando in aumento e legata al trend positivo dei fondamentali macroeconomici e alle alte temperature estive, è stata coperta senza pressioni sull'offerta grazie all'assenza di *shock* sulle importazioni dalle frontiere estere e all'aumento della produzione rinnovabile. Il ritorno della piovosità e l'aumento dei livelli d'invaso nei bacini alpini ha infatti favorito il ritorno della producibilità idroelettrica su livelli vicini alla media decennale¹ (45 TWh) dopo due anni di ridotta disponibilità (rispettivamente 41.9 nel 2016 e 35.7 nel 2017) (Tabella 3.1).

I RIALZI DEI PREZZI DEL GAS E DELLA CO₂ GUIDANO IL PUN

Nei precedenti *Capitoli* è stato evidenziato come i fondamentali e le tensioni geopolitiche siano compatibili con la conferma per i prossimi mesi delle dinamiche rialziste dei prezzi delle *commodity* e della CO₂: queste tendenze hanno un impatto di rialzo sui prezzi dell'energia elettrica, sia rispetto al precedente *outlook*, sia rispetto ai consuntivi degli ultimi anni.

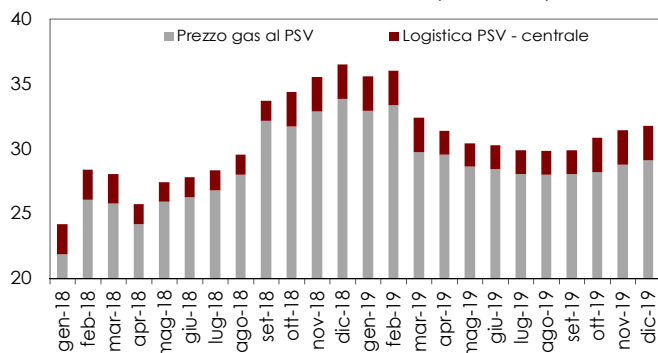
Nello scenario più probabile, che assume condizioni climatiche in media storica, la dinamica dei costi per le centrali termoelettriche - in particolare il costo del gas a 27 €/MWh e della CO₂ a 26 €/tCO₂ - appare compatibile con un prezzo elettrico per il 2019 al valore massimo dal 2013 (70.8 €/MWh).

La produzione rinnovabile in questo scenario è in aumento (115.5 TWh, +4%) rispetto al 2018 (+5%), grazie alle ipotesi di ritorno della idraulicità in media storica. La stima della domanda per il prossimo

anno (321 TWh) risulta in leggera diminuzione rispetto al 2018 (-0.5%) tenendo in considerazione le ipotesi di temperature miti in linea con i valori medi storici e di una crescita economica e industriale che, seppur positiva, è probabile risulti inferiore a quella degli anni precedenti.

Nel 2020 è invece prevista una discesa dei prezzi elettrici, in linea con uno scenario di attenuazione della volatilità nei prezzi del gas e del carbonio, i cui prezzi si attesterebbero rispettivamente a quota 22.7 €/MWh e 19.8 €/tCO₂ (Figura 3.1). Il PUN risultante scenderebbe intorno a quota 60.6 €/MWh, un valore medio al di sotto del 4.5% del preconsuntivo 2018 e del 14% della previsione 2019. La produzione rinnovabile crescerebbe leggermente nel 2020 (+2.3%) grazie a un maggior apporto dell'idroelettrico e dell'aumento della capacità installata di fotovoltaico ed eolico.

FIGURA 3.1. PREZZO DEL GAS ALLA CENTRALE (€/MWh PCI)

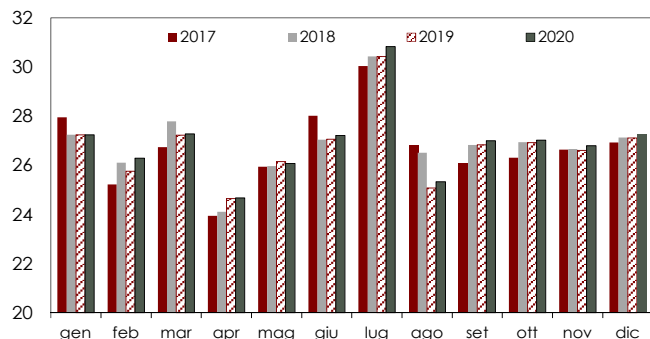


Fonte: Reuters, ARERA e previsioni REF-E

¹ La media decennale è calcolata prendendo in considerazione gli anni dal 2007 al 2016.

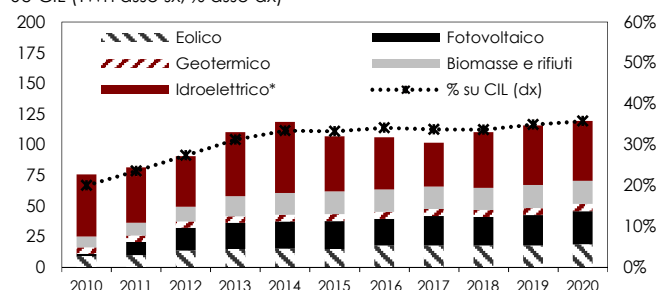
NEI PROSSIMI ANNI RINNOVABILI E IMPORT IN AUMENTO, DOMANDA STABILE

FIGURA 3.2. ANDAMENTO MENSILE DELLA RICHIESTA ELETTRICA 2017-2020 (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e GME

FIGURA 3.3. PRODUZIONE NETTA DA FONTI RINNOVABILI E LORDA SU CIL (TWh asse sx, % asse dx)



2018: dato provvisorio; 2019-2020: dato previsionale

* Al netto della produzione da pompaggio

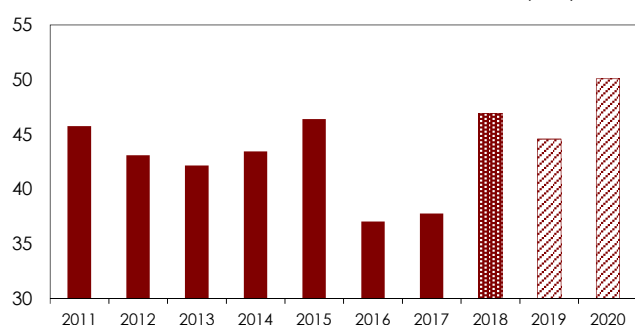
Fonte: elaborazione REF-E su dati Terna e previsioni REF-E

passerebbe dai 17.6 TWh del 2018 ai 17.8 del 2020 (+1%), mentre quella fotovoltaica incrementerebbe dai 23.2 del 2018 ai 26.7 del 2020 (+15%).

La produzione da biomasse e geotermico beneficia di una lieve espansione rispetto al 2018, raggiungendo nel 2020 rispettivamente i 18.8 TWh e i 6.2 TWh. I consumi da pompaggio registrerebbero una flessione di 0.8 TWh nel 2019 rispetto al 2018, per poi assestarsi nuovamente su 1.4 TWh nel 2020, dinamica imputabile a un maggiore sfruttamento dei differenziali di prezzo fra le ore di picco e quelle *off-peak*.

Infine le previsioni per la generazione termoelettrica confermano la graduale riduzione rispetto ai dati consuntivi 2017 (152 TWh): -12.3 TWh nel 2018 e -17.3 TWh nel 2019, assestandosi su un valore di generazione di circa 127.7 TWh nel 2020.

FIGURA 3.4. SALDO ANNUALE IMPORT NETTO DALL'ESTERO (TWh)



2018: dato provvisorio; 2019-2020: dato previsionale

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

Per l'anno in corso REF-E stima un livello di richiesta elettrica di 323 TWh, in aumento sia rispetto alle previsioni dell'*Energy Outlook 8* (+1.8 TWh), che al dato consuntivo del 2017 (+0.7%) (Figura 3.2). All'aumento della domanda pre-consuntiva 2018 hanno contribuito le temperature estive sopra la media degli ultimi cinque anni, mentre assumendone un ritorno sulle medie è attesa per il 2019 una lieve flessione della domanda rispetto al 2018 (-1.6 TWh), e per il 2020 un progressivo ritorno ai valori attuali.

L'offerta rinnovabile continuerà a essere guidata nei prossimi anni dalla producibilità idroelettrica mentre sono marginali, seppur presenti, gli effetti della crescita della capacità installata. Dopo l'eccezionalità climatica che ha caratterizzato il 2017, la cui scarsa piovosità ha negativamente inciso sui livelli di invaso dei bacini determinando una contrazione della disponibilità idrica, nel 2018 si è confermato il rafforzamento della quota della generazione idroelettrica, la cui quota sulla domanda² è passata dall'11% al 14% (da circa 36 TWh a circa 45 TWh). Nel biennio 2019-2020 l'ipotesi di assestamento della producibilità degli impianti idroelettrici su valori in linea con le medie storiche degli ultimi 10 anni porta la generazione da fonte idroelettrica a 49 TWh nel 2019 per poi rimanere stabile intorno allo stesso livello anche nel 2020, volumi corrispondenti a una crescita del 14% rispetto al preconsuntivo 2018.

L'assunzione di un incremento, per i prossimi due anni, della capacità installata delle fonti eolica e fotovoltaica (rispettivamente +0.6 GW e +1.7 GW di potenza installata dal 2018 al 2020) darà spazio all'incremento della producibilità dalle due tecnologie, tenendo in considerazione un *load factor* in linea con le medie storiche³ (Figura 3.3). La produzione eolica, a cui è associato un *load factor* storico di circa il 20%,

Prendendo in considerazione le dinamiche della richiesta elettrica e l'evoluzione della generazione rinnovabile, dalle previsioni relative allo scenario *Reference* emerge che il contributo da produzione rinnovabile sul consumo interno lordo (CIL) rimarrà pressoché costante nel 2018 rispetto al 2017 (33.7%) ed è atteso un aumento di circa un punto percentuale per il 2019 e per il 2020 (rispettivamente 34.9% e 35.7%) (Figura 3.4).

L'ipotesi di assenza di fenomeni contingenti, quali ad esempio la riduzione della capacità *cross border* o l'indisponibilità del parco nucleare francese, giustifica nello scenario di riferimento un import netto in linea coi valori storici (escludendo gli scorsi due inverni) anche per il biennio 2019-2020. Per quanto riguarda l'anno corrente, la quota totale di import prevista si attesta intorno ai 46.9 TWh, in aumento rispetto al 2017. Le previsioni delle importazioni nel 2019 stimano un valore intorno ai 44.6 TWh, in diminuzione di 0.9 TWh rispetto ai 45.5 TWh del precedente

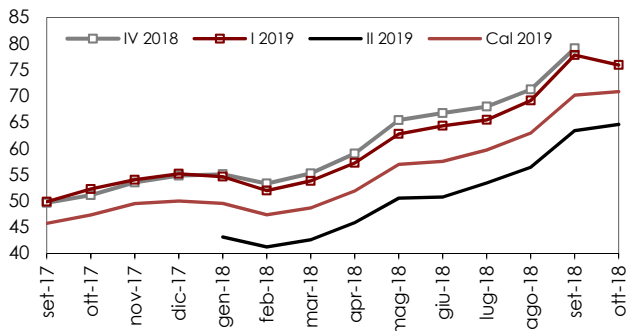
² Quota calcolata come rapporto tra generazione idroelettrica e domanda (richiesta nazionale comprensiva dei consumi di pompaggio)

³ Il calcolo del *load factor* medio relativo a fonti diverse dall'idroelettrico si basa sul periodo intercorrente dal 2013 al 2017.

Energy Outlook. L'entrata in esercizio della nuova capacità di interconnessione, sia con la Francia sia con il Montenegro, è stata posticipata al 2020, mentre la precedente ipotesi considerava i nuovi cavi operativi già a partire dal 2019. L'import stimato per il 2020 è di circa 50 TWh, un valore che riflette l'incremento della capacità di interconnessione dell'Italia con l'estero.

IL CONFRONTO DELLE PREVISIONI CON I PREZZI FUTURES

FIGURA 3.5. EEX FUTURES TRIMESTRALI* (€/MWh)



* Ultimo dato 15 ottobre 2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

Le quotazioni dei mercati a termine⁴ sono in linea con le previsioni di prezzo proposte. Il *trend* atteso è quello di un'ulteriore ascesa dei prezzi nell'ultimo trimestre del 2018, legato alle previsioni di un aumento di prezzo gas che stagionalmente si verifica negli ultimi mesi dell'anno con l'arrivo del freddo invernale, e quindi della domanda per il riscaldamento civile. Per il 2019, invece, gli operatori di mercato si attendono una contrazione del PUN rispetto ai livelli attuali: le attese per il primo semestre consistono in una leggera flessione rispetto agli ultimi mesi del 2018, ma con il prezzo elettrico ancora ben al di sopra dei valori storici registrati negli ultimi anni, mentre per il secondo semestre ci si attende una riduzione molto più forte, in coerenza con le quotazioni ribassiste del gas e in uno scenario di temperature miti o intorno alle medie stagionali. Rispetto alle quotazioni dei prodotti futures, le previsioni per il primo trimestre sono inferiori a causa di un'anticipazione della discesa del prezzo gas rispetto alle attese dei mercati, al contrario quelle per il secondo trimestre si attestano

su livelli superiori alle attese degli operatori di mercato (**Figura 3.5**).

Osservando la **Figura 3.5** ci si accorge del forte *trend* rialzista verificatosi a partire da aprile sui mercati a termine: gli operatori hanno via via incorporato sul prezzo elettrico atteso a termine le aspettative rialziste dei prezzi di gas e *commodity* registrate sui mercati *spot* e *futures*. Per comprendere le dimensioni del fenomeno, è sufficiente notare che, in un anno, i prezzi dei prodotti *futures* considerati hanno riportato un aumento tra i 25 e i 30 €/MWh. Non è da escludere, quindi, che nei prossimi mesi ci possa essere un'ulteriore revisione a rialzo delle aspettative che potrebbe tradursi in un'ulteriore risalita delle quotazioni di questi prodotti.

I PREZZI MENSILI RISENTONO DELLA STAGIONALITÀ DEL GAS

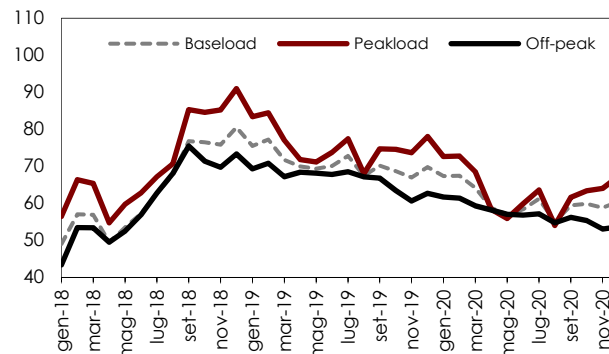
La previsione del PUN *baseload* (**Tabella 3.2** e **Figura 3.6**) mostra un andamento rialzista per i prossimi mesi, seguendo la stagionalità dei prezzi delle materie prime: solitamente l'arrivo dell'inverno coincide con l'espansione della domanda di gas sia domestica che per i termoelettrici, che induce l'aumento del prezzo del gas naturale e dei costi variabili della tecnologia marginale a ciclo combinato. A partire da marzo 2019, le previsioni indicano una graduale discesa del PUN, al netto della stagionalità, che potrà perdurare anche nel 2020: questo *trend* negativo è strettamente dipendente dalle ipotesi sui costi di produzione, legati ai *trend* attesi per il prezzo gas al PSV e di CO₂, e sull'incremento della capacità installata rinnovabile (54,751 MW, pari a +1,140 MW rispetto al 2018). Secondo le nostre previsioni, il picco di prezzo per il 2019 si realizzerà nel mese di febbraio, nonostante il picco di domanda si verificherebbe a luglio. Le motivazioni sono le stesse

TABELLA 3.2. PUN 2019 MENSILE PER FASCIA ORARIA (€/MWh)

	Baseload	Peakload	Off-peak	Festivo
gen-19	75.5	83.4	69.3	73.3
feb-19	77.2	84.4	70.8	76.2
mar-19	71.7	77.1	67.2	70.9
apr-19	69.9	71.8	68.4	69.6
mag-19	69.4	71.2	68.1	68.6
giu-19	70.1	73.8	67.8	68.7
lug-19	72.8	77.4	68.5	72.3
ago-19	67.4	68.0	67.1	67.1
set-19	70.2	74.7	66.8	68.8
ott-19	68.7	74.6	63.4	67.9
nov-19	67.0	73.7	60.6	66.6
dic-19	69.8	78.1	62.7	68.7
2019	70.8	75.7	66.7	69.9

Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

FIGURA 3.6. PUN 2018 e 2019 MENSILE PER FASCIA ORARIA (€/MWh)



Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

⁴ Quotazioni dei prodotti futures registrate sulla piattaforma EEX fino al 26/09/2018.

BOX 3.1. I POSSIBILI EFFETTI DELL'INDISPONIBILITA' DEGLI IMPIANTI NUCLEARI IN BELGIO

Nelle ultime settimane il Governo e le autorità belghe stanno fronteggiando un problema che si manifesterà a partire dal mese di novembre e che potrebbe perdurare nei mesi successivi: la riduzione di energia elettrica disponibile da fonte nucleare.

La questione è emersa il 21 settembre quando i responsabili di Engie SpA hanno annunciato che l'indisponibilità dei reattori Tihange-2 e Tihange-3 si protrarrà per tutto l'inverno, creando un deficit di 2 GW di offerta, poiché la società necessita di più tempo per concordare con il regolatore le modalità di riparazione dei tetti di alcuni edifici dell'impianto, avendone rilevato un deterioramento nel calcestruzzo.

Nella prima parte di novembre, il rischio di *blackout* in Belgio si intensificherà a causa delle operazioni di manutenzione del reattore Tihange-1: l'indisponibilità di offerta ammonterà a circa 4 GW a fronte dei 6 GW di capacità nucleare complessivamente installati in tutto il paese.

I timori sono compensati in parte dal fatto che Francia e Olanda possiedono un eccesso di offerta disponibile per l'export verso il Belgio attraverso le interconnessioni esistenti, che garantiscono una *Net Transfer Capacity* complessiva da questi paesi verso il Belgio di 5.5 GW, maggiore del livello di scarsità atteso.

Per comprendere se questa condizione contingente del mercato elettrico belga possa impattare sul mercato elettrico italiano è necessario analizzare le possibili dinamiche *cross border* tra il Belgio e la Francia. L'analisi dei flussi storici mostra che il Belgio tende a importare dalla Francia più energia di quella che esporta, e che, in modo corrispondente, il prezzo francese è in media inferiore rispetto a quello belga.

In caso di condizioni deficitarie del sistema elettrico belga i differenziali di prezzo fra Francia e Belgio dovrebbero ampliarsi intensificando gli scambi *cross border* dal primo al secondo paese. Improvvise indisponibilità del parco nucleare in Francia, così come picchi di domanda causati da rigide temperature invernali, potrebbero dunque creare seri problemi di adeguatezza per il Belgio, con potenziale ulteriore aumento dei prezzi sia in Francia sia di conseguenza in Belgio.

Non è la prima volta che il Belgio si ritrova ad essere prossimo a problemi di *blackout*: già a cavallo fra il 2013 e il 2014 il paese aveva affrontato problematiche simili a quelle attuali. Il reiterarsi di questa condizione a cinque anni di distanza pone interrogativi sul grado di adeguatezza che l'integrazione dei mercati a livello europeo è effettivamente in grado di garantire e sull'efficacia nelle politiche energetiche condotte a livello nazionale nei paesi interessati dalle problematiche descritte che non hanno spinto verso una maggiore diversificazione del *mix* produttivo che rimane tutt'oggi concentrato su pochi impianti di taglia rilevante il cui fuori servizio introduce disequilibri difficilmente compensabili dalle altre risorse disponibili.

che sottendono la previsione di *trend* negativo: i costi di produzione per la tecnologia marginale, secondo le nostre previsioni, saranno molto più elevati nei prossimi mesi che in quelli successivi e il mercato elettrico reagirà di conseguenza.

Nel 2019 la stima del differenziale di prezzo fra le ore di picco e quelle *off-peak* si attesta in media annuale a 8.90 €/MWh (-1.1 €/MWh rispetto al 2018 preconsuntivo). L'attesa è quella di un differenziale elevato nei mesi invernali e contenuto in quelli primaverili ed estivi, a eccezione di luglio. Questo andamento dipende da diversi fattori, in particolare dal livello di produzione da fonte fotovoltaica - che spinge al ribasso il prezzo nelle ore centrali della giornata - in contrazione nei mesi invernali. Si prevede, inoltre, una graduale

TABELLA 3.3. CSS MENSILE PER FASCIA ORARIA (€/MWh)

	Baseload	Peakload	Off-peak	Festivo
gen-19	-2.4	5.5	-8.6	-4.6
feb-19	-2.1	5.2	-8.5	-3.0
mar-19	-0.9	4.4	-5.5	-1.7
apr-19	-1.0	0.9	-2.5	-1.4
mag-19	0.5	2.3	-0.7	-0.3
giu-19	2.0	5.7	-0.3	0.7
lug-19	6.0	10.6	1.7	5.5
ago-19	1.2	1.9	1.0	0.9
set-19	4.3	8.9	1.0	2.9
ott-19	1.1	6.9	-4.2	0.2
nov-19	-1.8	4.9	-8.1	-2.2
dic-19	0.3	8.5	-6.8	-0.8
2019 Media annua	0.6	5.5	-3.5	-0.3

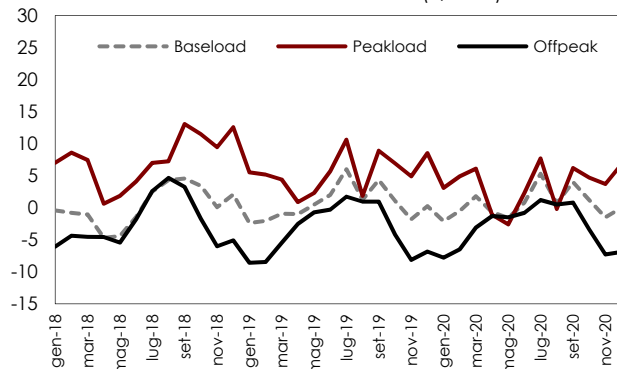
Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

TABELLA 3.4. CDS MENSILE PER FASCIA ORARIA (€/MWh)

	Baseload	Peakload	Off-peak	Festivo
gen-19	9.5	17.5	3.3	7.4
feb-19	10.0	17.2	3.6	9.0
mar-19	4.1	9.4	-0.5	3.3
apr-19	2.9	4.7	1.3	2.5
mag-19	3.3	5.1	2.1	2.6
giu-19	5.4	9.1	3.1	4.1
lug-19	9.7	14.3	5.4	9.2
ago-19	5.9	6.5	5.6	5.5
set-19	10.0	14.5	6.6	8.6
ott-19	8.9	14.8	3.7	8.1
nov-19	7.2	14.0	0.9	6.9
dic-19	9.9	18.2	2.8	8.9
2019 Media annua	7.2	12.1	3.2	6.3

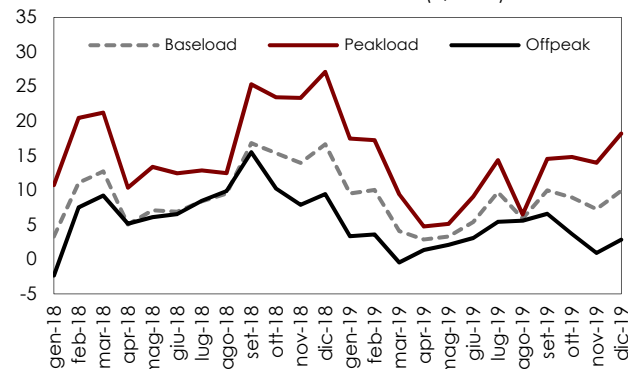
Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

FIGURA 3.7. CSS MENSILE PER FASCIA ORARIA (€/MWh)



Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

FIGURA 3.8. CDS MENSILE PER FASCIA ORARIA (€/MWh)



Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

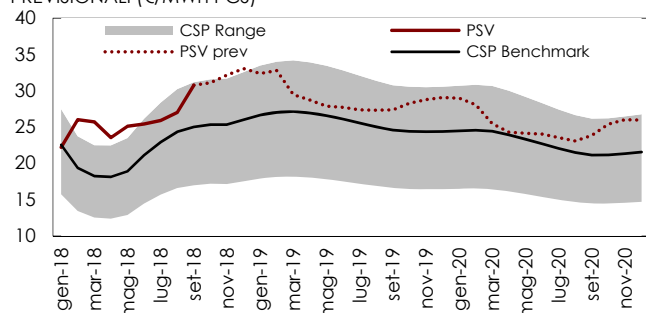
discesa del PUN *off-peak*, ossia un *trend* negativo per i restanti mesi del 2018 e per tutto il 2019.

LA MARGINALITÀ DEGLI IMPIANTI A GAS SI RIDUCE

La maggiore generazione da fonti rinnovabili, attribuibile al consolidamento dell'idroelettrico e all'espansione della producibilità di fotovoltaico ed eolico, unitamente all'incremento dell'import determinano un assottigliamento della domanda contendibile termoelettrica, in condizioni di contrazione della richiesta elettrica nel 2019 e di successivo consolidamento ai valori attuali nel 2020. Il *mix* di generazione termoelettrica previsto mostra una revisione nella sua composizione: come infatti già spiegato in precedenza, l'evoluzione dei costi di produzione alla centrale rende maggiormente conveniente la generazione da carbone rispetto ai CCGT a gas in confronto alle previsioni elaborate in estate.

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. Lo *switching* è dipendente da tre elementi: i movimenti relativi dei prezzi del carbone e del gas, il prezzo della CO₂ e le efficienze medie degli impianti termoelettrici a carbone a gas (in media si assumono valori dell'efficienza del 53% per gli impianti a gas e 35% per quelli a carbone).

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



*Inclusivi di costi di trasporto e logistica

Fonte: stime REF-E

Dati i più recenti movimenti di prezzo al rialzo sia del carbone e del gas sia della CO₂, la generazione a gas appare essere più costosa sia durante il 2018, sia per i prossimi due anni. Dalla **Figura 3.9** emerge proprio un allontanamento del prezzo del gas rispetto alla curva di CSP indice, e un suo avvicinamento verso la fascia alta costituita dalla combinazione della generazione meno efficiente a carbone e più efficiente a gas. I motivi di tale situazione sono sostanzialmente due:

Un prezzo del gas salito in proporzione di più rispetto al prezzo del carbone. Il gas al PSV è infatti passato dai 18.6 €/MWh di gennaio ai 27.8 €/MWh di settembre, una salita di 9 €/MWh non registrata invece dai prezzi del carbone che, valutati nella stessa unità di misura, sono rimasti pressoché stabili nello stesso arco temporale (+0.70 €/MWh)

Un prezzo della CO₂ che non ha risposto reattivamente all'allontanamento relativo delle quotazioni delle due *commodity*, tenendo conto del fatto che il mercato del carbonio dovrebbe proprio favorire la sostituzione verso l'utilizzo della risorsa meno inquinante rappresentata dal gas naturale

Dati gli elementi precedentemente analizzati, la domanda contendibile a gas è dunque destinata a rimanere stabile o flettersi leggermente nei prossimi anni, e le previsioni del *Clean Spark Spread* (CSS)⁵ indicano un CSS a 0.35 €/MWh nel 2018 (**Figura 3.8**), in flessione rispetto alle precedenti previsioni (un dimezzamento rispetto alle previsioni di giugno scorso). Discorso analogo nel 2019, in cui la previsione del CSS è di 0.6 €/MWh, anch'essa in lieve flessione (-0.2 €/MWh) rispetto alle previsioni dell'*Energy Outlook 8*; tuttavia, pur confermando la domanda contendibile attesa per il termoelettrico, la produzione a carbone è rivista al rialzo (29.6 TWh, +4% rispetto al precedente *Outlook*) a causa di una minore probabilità di switching con la generazione a gas.

Nella prima parte del 2019 si prevede un CSS negativo, in particolare nei mesi primaverili caratterizzati da un'elevata generazione idroelettrica - per lo scioglimento degli accumuli di neve - e da bassi consumi elettrici. Al contrario, in estate la richiesta elettrica aumenta a causa delle maggiori temperature, dunque la profittabilità degli impianti a ciclo combinato risulterebbe essere più elevata. Infine, anche nell'ultimo trimestre dell'anno, secondo le previsioni, il CSS si attesterebbe su valori positivi.

Nei mesi successivi, invece, è previsto un possibile recupero della marginalità dei CCGT, in particolare durante il secondo trimestre dell'anno in cui si prevede un CSS positivo in tutte le fasce orarie, grazie ad una maggiore domanda e a una potenziale maggiore competitività rispetto agli impianti a carbone. Nell'ultimo trimestre, inoltre, la marginalità ottenibile nelle ore di picco più che compenserà le perdite possibili nelle ore di *off-peak* e festivi. Infine, le previsioni di CSS per il 2020 si attestano allo stesso livello dell'anno precedente, con un simile andamento stagionale.

Le previsioni per il 2018 mostrano il *Clean Dark Spread*⁶ attestarsi a quota 10.60 €/MWh, in rialzo rispetto alla precedente previsione a causa delle dinamiche di *switching* con la tecnologia CCGT, già discusse, e in discesa rispetto al 2017 (12.89 €/MWh). Le previsioni per il 2019 mostrano la possibile prosecuzione di questo *trend*, con un CDS a 7.2 €/MWh (-0.5 €/MWh rispetto al precedente aggiornamento di giugno).

⁵ L'indicatore *Clean Spark Spread* misura la profittabilità che le condizioni concorrenziali del mercato consentono di ottenere agli impianti a ciclo combinato a gas. È calcolato come differenza fra il PUN medio e il costo variabile complessivo (fuel+logistica ed ETS) di un CCGT con efficienza 53%.

⁶ Differenza fra PUN e costi variabili complessivi (fuel+logistica ed ETS) di un impianto a carbone con efficienza 35%.

ANALISI DI SENSITIVITÀ

L'analisi di sensitività è stata condotta variando rispetto allo scenario di riferimento le ipotesi relative al prezzo dei combustibili e alla domanda contendibile dal termoelettrico, fattori che, alla luce delle analisi svolte sui fondamentali dello scenario, sono da ritenersi i principali fattori di rischio nel breve-medio periodo.

Sono stati costruiti quattro scenari:

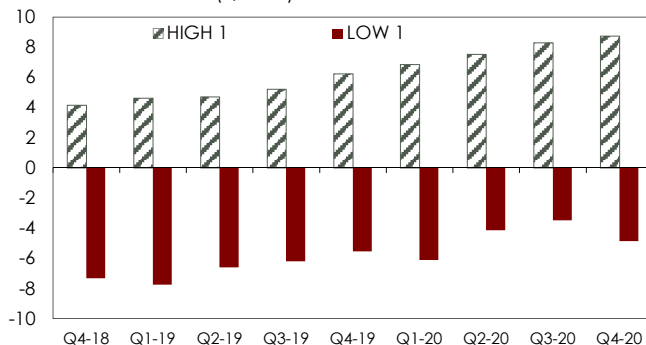
- gli scenari *High 1* e *Low 1* che considerano contemporaneamente le variazioni, rispettivamente a rialzo e a ribasso, dei fattori di rischio identificati
- gli scenari *High 2* e *Low 2* riguardanti esclusivamente le variazioni del contendibile termoelettrico.

In particolare, i prezzi dei combustibili sono stati considerati come correlati a quello del Brent. Rispetto a un prezzo medio del Brent nello scenario *Reference* di circa 73.20 \$/bbl per il 2018, 74.20 \$/bbl per il 2019 e 71.70 €/MWh per il 2020, sono stati ipotizzati nello scenario *High 1* un prezzo medio del Brent di circa 75.90 \$/bbl per il 2018, 87.50 \$/bbl per il 2019 e 88.10 €/MWh per il 2020, mentre nello scenario *Low 1* un prezzo medio del Brent di circa 66.10 \$/bbl per il 2018, 58.40 \$/bbl per il 2019 e 56.70 €/MWh per il 2020.

Inoltre, rispetto a un livello di contendibile termoelettrico *Reference* pari a 165.8 TWh per il 2018, 161 TWh per il 2019 e 154.7 TWh per il 2020 è stato ipotizzato negli scenari *High 1* e *High 2* una domanda contendibile termoelettrica di circa 176.8 TWh per il 2018, 184.2 TWh per il 2019 e 177.4 TWh per il 2020, mentre negli scenari *Low 1* e *Low 2* una domanda contendibile termoelettrica di circa 158.8 TWh per il 2018, 137.1 TWh per il 2019 e 129.6 TWh per il 2020. Gli scenari *High* incorporano l'ipotesi di un'estate più calda e un inverno più rigido rispetto alle temperature dello scenario *Reference* (con conseguente aumento del consumo elettrico), minori importazioni e una forte flessione della produzione rinnovabile. Per gli scenari *Low*, invece, la riduzione di domanda si basa su un'assunzione di temperature più miti, rispetto a quelle dello scenario *Reference*, per tutto il resto dell'anno, un lieve incremento delle importazioni ed un'elevata produzione da fonte rinnovabile.

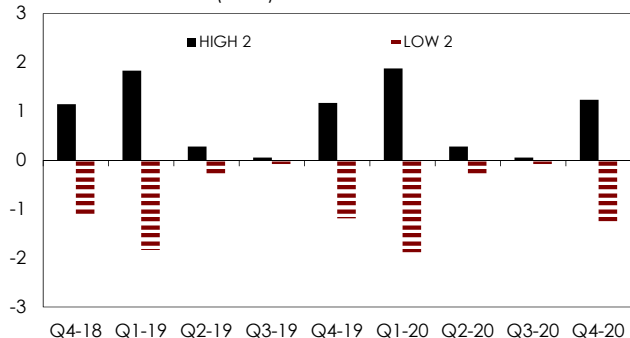
In particolare, gli scenari alternativi di generazione da fonti rinnovabili sono stati costituiti considerando il massimo e il minimo *load factor* annuale del decennio 2007-2016.

FIGURA 3.10. VARIAZIONE DEL PREZZO GAS RISPETTO ALLO SCENARIO REFERENCE (€/MWh)



Fonte: elaborazione e previsione REF-E con I-GAME su dati Snam Rete Gas

FIGURA 3.11. VARIAZIONE DELLA DOMANDA GAS RISPETTO ALLO SCENARIO REFERENCE (Gmc)



Fonte: elaborazione e previsione REF-E con GAS-P su dati Snam Rete Gas

Sono stati dunque analizzati gli effetti che questi scostamenti dallo scenario *Reference* avrebbero sulle previsioni di: prezzo e domanda gas, prezzo del carbone, PUN, livello di marginalità per un generico impianto CCGT con efficienza del 53% (*Clean Spark Spread*) e per un generico impianto a carbone con efficienza 35% (*Clean Dark Spread*).

EFFETTO SUL PREZZO DEL GAS

Il prezzo gas è impattato sia dalle variazioni del prezzo del Brent, sia da quelle della domanda contendibile termoelettrica. Il primo effetto è diretto, dato un prezzo del gas che risente, sia per indicizzazioni contrattuali sia per gli andamenti di mercato globale, dei livelli di prezzo del petrolio, mentre il secondo sfrutta il *pass through* della quota di richiesta elettrica soddisfatta dalla generazione degli impianti CCGT: maggiore è la generazione di questi impianti, maggiore è la richiesta di gas del termoelettrico (Figura 3.10). I risultati delle analisi di sensitività mostrano che nello scenario *High 1* il prezzo gas aumenta di circa 4 €/MWh nell'ultimo trimestre del 2018, di 5.20 €/MWh nel 2019 e di 7.85 €/MWh nel 2020 rispetto a quello *Reference*. Negli scenari *Low* invece il prezzo del gas risulterebbe in diminuzione, fino a circa 7.30 €/MWh nel 2018, 6.50 €/MWh nel 2019 e 4.65 €/MWh nel 2020.

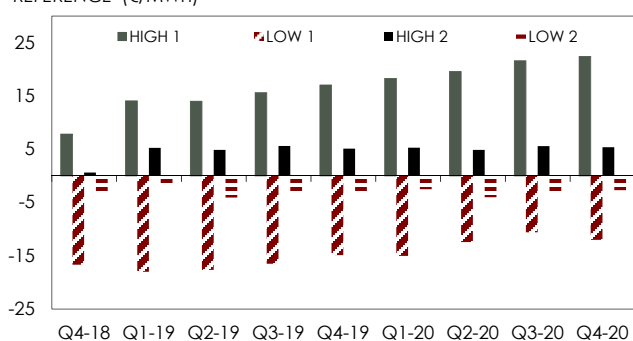
EFFETTO SULLA DOMANDA GAS

Al netto degli effetti delle temperature sui consumi residenziali, la domanda gas per gli impianti termoelettrici è principalmente influenzata dal livello di domanda contendibile termoelettrica e dalle possibilità di *switching* dalla generazione a carbone a quella a gas. La domanda gas risulta essere parzialmente inelastica al prezzo del Brent, includendo come ipotesi nelle *sensitivity* una relazione

della stessa entità tra prezzo del petrolio e quello degli altri combustibili, tra cui gas e carbone su cui avvengono le dinamiche di *switching* (Figura 3.11). Inoltre gli scenari alternativi tengono in considerazione lo stesso livello di prezzo della CO₂, ipotesi questa determinata alla luce dei fondamentali di medio e dell'avvio della MSR a partire dal prossimo anno, e di un differenziale carbone - gas che rimane pressoché allineato nei tre scenari. Nello specifico, lo scenario *Reference* prevede una domanda gas di 72.50 Gmc per il 2018, 69.60 Gmc per il 2019 e 70.30 Gmc per il 2020. Un aumento della domanda contendibile termoelettrica ne comporterebbe un aumento aggregato di circa 1.15 Gmc nel 2018, 3.30 Gmc nel 2019 e 3.50 Gmc nel 2020, mentre una sua riduzione si tradurrebbe in una sua contrazione complessiva di circa 1.20 Gmc nel 2018, 3.40 Gmc nel 2019 e 3.50 Gmc nel 2020. L'assunzione sottostante è che l'aumento di domanda contendibile termoelettrica viene soddisfatta dalla maggiore produzione da CCGT.

EFFETTO SUL LIVELLO DEL PUN

FIGURA 3.12. VARIAZIONE DEL PUN RISPETTO ALLO SCENARIO REFERENCE (€/MWh)



Fonte: elaborazione e previsione REF-E con STEP su dati GME e Terna

Le variazioni del prezzo del Brent hanno un effetto indiretto sul prezzo elettrico impattando il prezzo gas e quindi il costo variabile di produzione degli impianti a ciclo combinato, marginali nella maggior parte delle ore annue. Le variazioni della domanda contendibile del termoelettrico influenzano il PUN direttamente, contribuendo alla definizione dell'equilibrio competitivo fra domanda e offerta e dunque della marginalità (CSS) ottenibile dai produttori CCGT (Figura 3.12).

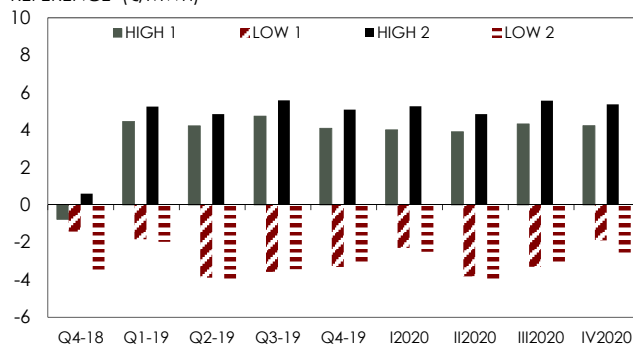
I risultati delle simulazioni che, come precedentemente illustrato, indicano nello scenario *Reference* un PUN di 63.60 €/MWh sia per il 2018 e 70.80 per il 2019, mostrano nello scenario *High 1* un PUN maggiore di quello *Reference* di circa 2 €/MWh per il 2018, 15.20 €/MWh per il 2019 e 20.50 €/MWh per il 2020 e nello scenario *Low 1*, invece, minore di circa 4.20 €/MWh nel 2018, 16.80 €/MWh nel 2019 e 12.50 €/MWh nel 2020.

Una variazione al rialzo del solo contendibile termoelettrico provocherebbe un incremento del PUN rispetto allo scenario di riferimento di circa 0.15 €/MWh nel 2018, 5.20 €/MWh nel 2019 e 5.30 €/MWh nel 2020, mentre una maggiore concorrenzialità si tradurrebbe in una contrazione del prezzo elettrico di circa 0.90 €/MWh nel 2018, 3.20 €/MWh nel 2019 e 3.10 €/MWh.

Dunque sul PUN risultano significative le variazioni congiunte di prezzo del Brent e di contendibile termoelettrico: la prima si scarica sul prezzo elettrico attraverso una variazione del prezzo gas e quindi delle offerte degli impianti CCGT, mentre la seconda può incorporare una variazione sia dei consumi, quindi della domanda, sia di offerta rinnovabile. Questo è indice di un mercato con un elevato grado di concorrenzialità che reagisce sia ai cambiamenti dell'offerta, che a quelli della domanda.

EFFETTO SUL CLEAN SPARK SPREAD

FIGURA 3.13. VARIAZIONE DEL CSS RISPETTO ALLO SCENARIO REFERENCE (€/MWh)



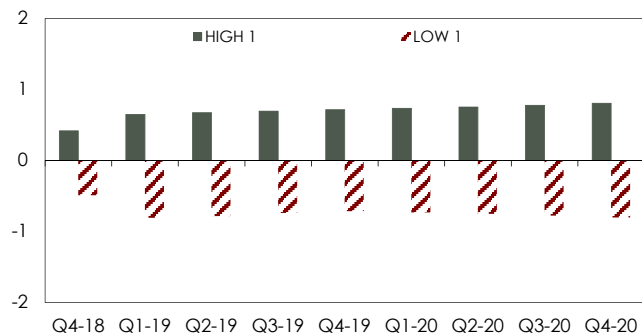
Fonte: elaborazione e previsione REF-E con STEP su dati GME e Terna

Per ciò che concerne il *Clean Spark Spread* (CSS) (Figura 3.13), le previsioni relative dallo scenario *Reference* sono di 0.35 €/MWh per il 2018 e 0.60 €/MWh sia per il 2019 che per il 2020. Un aumento dei fondamentali analizzati in linea con lo scenario *High 1* genera una variazione in media annua di circa -0.20 €/MWh per il 2018, +4.40 €/MWh per il 2019 e +4.10 €/MWh per il 2020. Al contrario, una variazione dei fondamentali in linea con lo scenario *Low 1* genera una riduzione del CSS in media annua di 0.35 €/MWh per il 2018, 3.20 €/MWh per il 2019 e 2.80 €/MWh per il 2020. Considerando, invece, le variazioni di CSS rispetto gli scenari *High 2* e *Low 2* si ottiene rispettivamente un aumento di 0.10 €/MWh per il 2018, 5.20 €/MWh per il 2019 e 5.30 €/MWh per il 2020, una riduzione di 0.95 €/MWh per il 2018, 3.20 €/MWh per il 2019 e 3.10 €/MWh per il 2020.

Il CSS, come evidenziato in particolare dai risultati di sensitivity negli scenari *High 2* e *Low 2*, è maggiormente sensibile alle variazioni di domanda contendibile rispetto al doppio effetto provocato dagli scenari *High 1* e *Low 1*. Nel caso specifico degli scenari *High*, l'aumento della domanda contendibile infatti determina maggiore potere di mercato per gli impianti a ciclo combinato e quindi maggiori possibilità di fissazione del livello di prezzo, con un aumento della marginalità generata sul mercato. Al contempo però, gli aumenti di costo del combustibile e

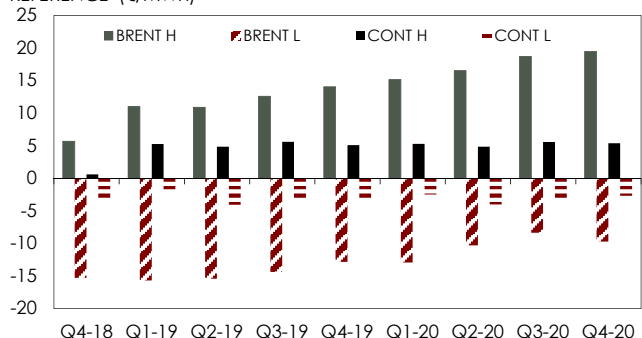
le dinamiche di mercato non permettono agli operatori di trasferire totalmente sul prezzo elettrico l'aumento dei costi variabili provenienti da un aumento del prezzo del combustibile (infatti il modello STEP utilizzato per le previsioni rivela un'elasticità del PUN ai costi variabili dei CCGT minore di 1).

FIGURA 3.14. VARIAZIONE DEL PREZZO DEL CARBONE RISPETTO ALLO SCENARIO REFERENCE (€/MWh)



Fonte: elaborazione e previsione REF-E con STEP su dati GME e Terna

FIGURA 3.15. VARIAZIONE DEL CDS RISPETTO ALLO SCENARIO REFERENCE (€/MWh)



Fonte: elaborazione e previsione REF-E con STEP su dati GME e Terna

posizionamento prevalentemente inframarginale nel *merit order* della tecnologia termoelettrica a carbone nelle diverse condizioni di contendibilità del mercato.

EFFETTO SUL PREZZO DEL CARBONE

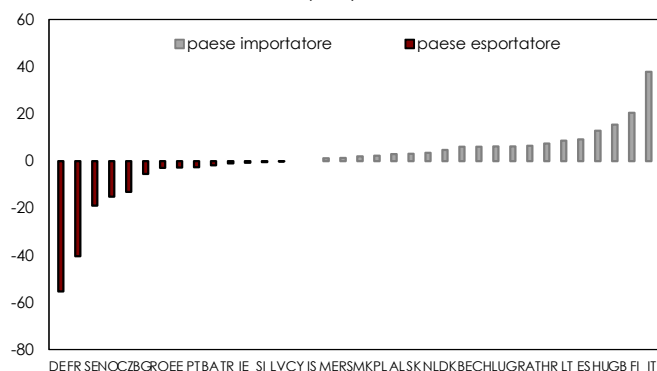
Soltanto le variazioni del prezzo del Brent influenzano il prezzo carbone, assumendo fra le due *commodity* una persistente correlazione, mentre le variazioni della domanda contendibile termoelettrica, a parità di prezzo delle *commodity* e dunque di *merit order* delle fonti di generazione, non ne provocano alcuna fluttuazione (Figura 3.14). In particolare, un aumento del prezzo del Brent in linea con lo scenario *High 1*, comporterebbe un incremento medio del prezzo mensile del carbone di circa 0.10 €/MWh nel 2018, di 0.70 €/MWh nel 2019 e 0.80 €/MWh nel 2020, mentre una sua riduzione in linea con lo scenario *Low 1*, ne provocherebbe una contrazione di circa 0.10 €/MWh per il 2018, 0.80 €/MWh sia per il 2019 che per il 2020.

EFFETTO SUL CLEAN DARK SPREAD

L'effetto sul *Clean Dark Spread* (CDS), infine, incorpora entrambe le variazioni considerate nella costruzione degli scenari alternativi: quelle del prezzo del Brent tramite il prezzo del carbone, quelle relative al contendibile tramite il prezzo elettrico (Figura 3.15). Nello scenario *Reference*, le previsioni di CDS sono di 10.60 €/MWh per il 2018, 7.20 €/MWh per il 2019 e 5.70 €/MWh per il 2020. Nella fattispecie, il CDS aumenterebbe di circa 0.90 €/MWh nel 2018, 12.10 €/MWh nel 2019 e 17.50 €/MWh nel 2020 nello scenario *High 1* e diminuirebbe di circa 4.50 €/MWh, di 15.70 €/MWh e 11.20 €/MWh, rispettivamente nel 2018, 2019 e 2020, nello scenario *Low 1*. Considerando, invece, solo le variazioni della domanda contendibile termoelettrica in linea con gli scenari *High 2* e *Low 2* si otterrebbero rispettivamente un aumento del CDS di circa 0.10 €/MWh nel 2018, 5.20 €/MWh nel 2019 e 5.30 €/MWh nel 2020 e una contrazione di circa 4.90 €/MWh nel 2018, 3.20 €/MWh nel 2019 e 3.10 €/MWh nel 2020 rispetto allo scenario *Reference*. Tale effetto è connesso al persistere di un

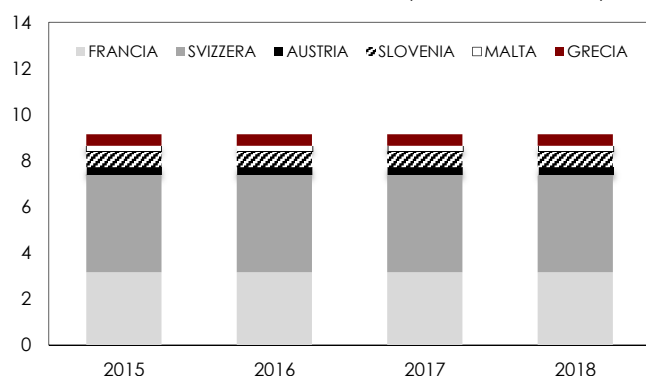
FOCUS. I FLUSSI CROSS-BORDER ITALIANI FRA STRUTTURA E SCARSITÀ DELL'OFFERTA EUROPEA

FIGURA A1.1 IMPORT NETTO 2017 (TWh)



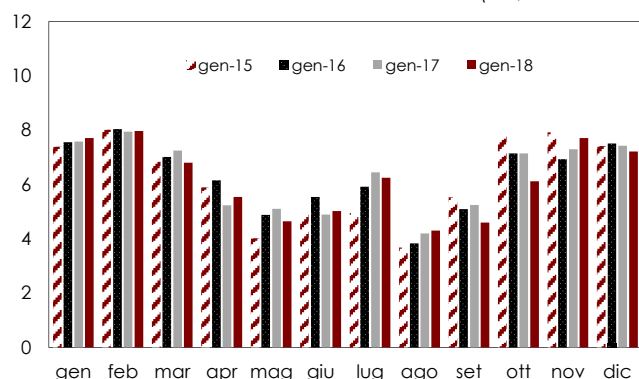
Fonte: elaborazioni REF-E su dati di flussi fisici, ENTSO-E

FIGURA A1.2. NTC IN IMPORT PER FRONTIERA (GW, massimo annuo)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

FIGURA A1.3. NTC DISPONIBILE IN IMPORT DAL NORD (GW, media mensile)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

I flussi di energia elettrica transfrontalieri verificatisi negli anni passati mostrano la forte dipendenza del sistema elettrico italiano dall'importazione dai paesi esteri adiacenti. I risultati storici 2017 confermano l'Italia come la maggior importatrice di energia elettrica nel perimetro europeo (Figura A1.1) con circa 38 TWh di importazioni nette (circa 12% della richiesta nazionale), di cui circa 41 TWh di import netto dal confine Nord e circa 3 TWh di esportazioni nette verso Grecia, Malta e Corsica.

ITALIA SI CONFERMA IMPORTATRICE MA IL MARKET COUPLING ENFATIZZA I RISCHI A PREMIO IN CASO DI CONTINGENZE DI BREVE

Due sono i fattori principali che determinano la formazione degli scambi *cross-border* sul mercato elettrico italiano: la capacità di trasporto disponibile alla frontiera (*Net Transfer Capacity, NTC*) e la competitività dell'offerta europea rispetto a quella italiana.

Il totale della capacità di importazione si attesta attualmente poco sopra i 9 GW (Figura A1.2), con 8.4 GW distribuiti al Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia) e 0.7 GW al Sud (Grecia e Malta).

Sela capacità di trasporto alla frontiera Sud risulta costante nel corso dell'anno, la NTC disponibile sulla frontiera Nord è caratterizzata da una forte stagionalità legata ai vincoli di sicurezza dei sistemi interconnessi (Figura A1.3).

L'indice di disponibilità¹ risulta maggiore dell'85% nel periodo invernale (ottobre-marzo), mentre si può ridurre fino al 48% durante alcuni mesi della stagione estiva, agosto in particolare. Tale riduzione è legata all'aumento della producibilità delle fonti rinnovabili non-programmabili, fotovoltaico in particolare, nei mesi estivi che impone la necessità di garantire adeguati margini di riserva rotante interna che a tal fine vengono approvvigionati preventivamente da Terna attraverso la riduzione della capacità *cross-border* resa disponibile nei mercati dell'energia.

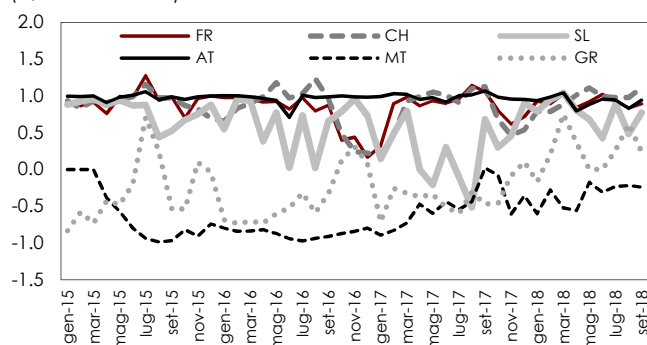
Come mostra l'andamento storico, spostandosi da una frontiera all'altra, l'utilizzo della capacità *cross-border* può variare in modo significativo. Fatti salvi alcuni momenti eccezionali, come quelli che hanno caratterizzato l'inverno 2016-2017 e la fine del 2017, quando si sono verificate condizioni di scarsità dell'offerta francese, la direzione dei flussi commerciali dal Nord conferma l'Italia importatrice netta sfruttando le linee quasi al 100% della NTC disponibile (Figura A1.4). Più variabile risulta invece l'utilizzo del cavo con la Grecia, sia in import che in export, mentre il collegamento con Malta garantisce la copertura della domanda isolana con flussi prevalentemente in export.

La dettagliata analisi strutturale del sistema elettrico europeo condotta attraverso le simulazioni di Elfo++ Europe² conferma come tali dinamiche di scambio fra paesi confinanti nell'ambito del *market coupling* europeo siano determinate prevalentemente dalla diversa composizione dell'offerta nei paesi interconnessi. I sistemi con quote rilevanti di produzione *baseload* economica, come il nucleare in Francia, Slovenia e Svizzera, e il carbone, il lignite e l'eolico *off-shore* in Germania hanno un vantaggio competitivo. Nonostante l'Italia sia caratterizzata da un *mix* di generazione abbastanza diversificato, flessibile e relativamente nuovo rispetto al resto dei paesi europei, il costo medio di produzione rimane tendenzialmente più alto

¹ Il rapporto fra la capacità di transito mediamente disponibile e la capacità massima dell'interconnessione.

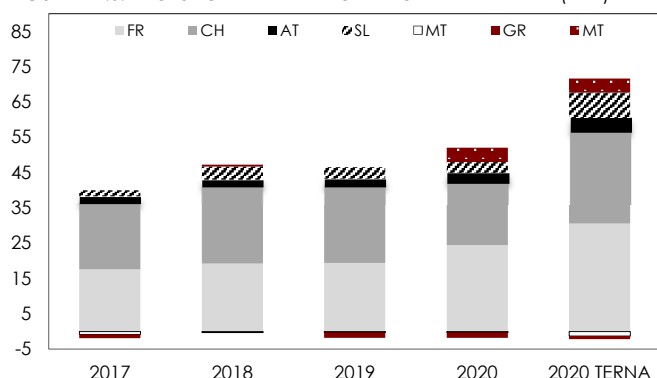
² Elfo++ Europe è il modello deterministico REF-E dedicato all'analisi e alla simulazione del *Market Coupling* europeo su diversi orizzonti temporali (breve, medio e lungo termine). Maggiori informazioni sono disponibili al seguente link: <https://www.ref-e.com/it/what-we-offer/elfo-electricity-forecasting#Europe>

FIGURA A1.4. LOAD FACTOR DELLA NTC IN IMPORT SU MGP (% , media mensile)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA e GME

FIGURA A1.5. EVOLUZIONE DELLE IMPORTAZIONI NETTE - ITALIA (TWh)



Fonte: ipotesi REF-E e elaborazioni su dati TERNA

rispetto ai paesi adiacenti confermando in condizioni normali³ la convenienza per il sistema italiano a importare dall'area continentale (Figura A1.5).

Nel periodo 2015-2018 il PUN presenta valori medi superiori rispetto ai prezzi medi nazionali di Francia, Germania e Svizzera. Il differenziale maggiore si verifica con il prezzo tedesco (+18 €/MWh in media) mentre lo scostamento con il prezzo francese e il prezzo svizzero ha valori più contenuti e ravvicinati fra loro (rispettivamente +10.4 €/MWh e +9.1 €/MWh in media)

Sulla base delle ipotesi assunte per la previsione dei prezzi elettrici al 2020, il PUN si conferma su un valore medio superiore. Il differenziale con i valori medi dei prezzi nazionali di Francia e Germania si uniforma (rispettivamente +11.8 €/MWh e +11.5 €/MWh) mentre con il prezzo medio svizzero riporta un differenziale di +8.7 €/MWh.

QUALI PROSPETTIVE PER IL 2019-2020?

L'evoluzione degli scambi *cross-border* sui confini italiani nei prossimi anni dipenderanno sia dal rafforzamento della capacità di trasporto transfrontaliera, sia dall'evoluzione del *mix* produttivo europeo, in particolare dall'attuazione dei piani nazionali di phase-out delle centrali nucleari e del parco a carbone.

Sul fronte integrazione del mercato europeo ed espansione dell'infrastruttura *cross-border*, Terna sta sviluppando cinque progetti transfrontalieri nell'ambito dello schema "Interconnector", mirato a promuovere lo sviluppo della rete internazionale da parte di soggetti diversi dagli operatori di rete⁴. I progetti mirano a rinforzare i collegamenti dell'Italia con la Francia, Svizzera, Austria, Slovenia e Montenegro. Due di essi, l'*interconnector* della Francia e del Montenegro, sono in fase avanzata di realizzazione essendo prevista la fine dei lavori entro

il 2019, mentre gli altri rinforzi con L'Austria e la Slovenia sono ancora in fase di autorizzazione.

La nuova interconnessione fra l'Italia e la Francia (in via di realizzazione fra i nodi di Piossasco e Grande Ile) incrementerà di 1,200 MW (di cui 350 MW disponibili in esenzione ai soggetti selezionati) la capacità di interconnessione transfrontaliera, che passerà dai circa 3,000 MW attuali a oltre 4,000 MW.

Lo scopo originale del progetto intergovernativo Italia-Montenegro⁵ comprende l'abilitazione dell'esportazione di energia rinnovabile dai Balcani verso l'Italia, incrementando così la sicurezza della regione, e mira a stimolare l'avvio di investimenti nel settore idroelettrico, il cui potenziale nei paesi dell'est è elevato e non ancora completamente sfruttato. Il progetto prevede la realizzazione di un'interconnessione sottomarina in corrente continua con la messa in esercizio alla fine dei lavori di due cavi per un totale di circa 1,200 MW di capacità di trasporto. A causa dei rallentamenti nell'esecuzione del progetto e come concordato recentemente fra le due controparti, la data di entrata in funzione è stata posticipata per la fine del 2019 e vedrà operativa soltanto la metà della capacità complessiva, 600 MW, di cui 150 MW hanno già ottenuto l'esenzione dal *Third Party Access* per una durata di 10 anni.

Pertanto, lo scenario REF-E assume l'effettiva disponibilità dei cavi con Francia e Montenegro sul mercato a partire dall'inizio del 2020.

La realizzazione degli altri due *interconnector* consentirà di incrementare la NTC alla frontiera Nord di ulteriori 2300 MW circa, ma con date di realizzazione ancora molto incerte.

Da punto di vista di *mix* energetico, lo scenario europeo non prevede significativi *break* strutturali nella struttura dell'offerta europea con orizzonte 2020. Dopo gli ambiziosi piani iniziali della Francia di portare il contributo della fonte nucleare nel *mix* elettrico nazionale al 50% nel 2025 (rispetto ai 75% attuali) con l'adozione della legge nazionale di transizione nel 2015, i più recenti studi dell'operatore della rete francese, RTE, hanno mostrato la non sostenibilità tale obiettivo e hanno proposto come più ragionevole il suo spostamento al 2030, se non oltre⁶. In Germania è in via di discussione la definizione di un piano nazionale

³ In assenza di contingenze che potranno influire la disponibilità di capacità produttiva oltrefrontiera.

⁴ L'articolo 32 della Legge 23 luglio 2009, n. 99.

⁵ Nel 2010 Terna e CGSE hanno siglato un accordo per la costruzione del primo collegamento internazionale fra i Balcani e l'Unione Europea.

⁶ *Generation Adequacy Report 2017*, RTE (<https://www.rte-france.com/en/article/forecast-assessment-electricity-supply-demand-balance>)

di dismissione del parco a carbone⁷ che consentirà al paese di rispettare gli obiettivi di de-carbonizzazione 2030 con una decisione formale attesa entro la fine dell'anno. Per la Svizzera, Slovenia e Austria non sono attesi rilevanti cambiamenti strutturali nel medio termine.

GLI EFFETTI ATTESI SUL MERCATO ELETTRICO ITALIANO

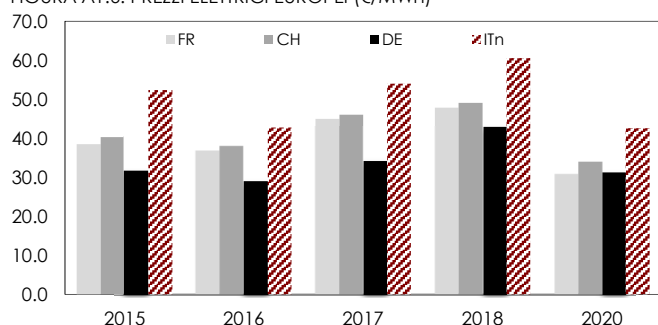
In assenza di contingenze oltrefrontiera, lo scenario di mercato 2019 ipotizza dei flussi transfrontalieri in linea con i *load factor* medi storici delle NTC, che corrispondono a circa 45 TWh di importazioni nette, di cui 46 TWh circa importati dal Nord e 1.8 TWh esportati verso Grecia e Malta (**Figura A1.6**). Alcuni elementi come le attuali indisponibilità del parco nucleare belga o l'eventuale scarsa disponibilità dell'idroelettrico

europeo nel 2019, se sovrapposti a ulteriori fattori contingenti come la possibile indisponibilità del parco nucleare francese o il rafforzamento dello *switching* gas-carbone, potrebbero tradursi in potenziali fattori di rischio per gli altri mercati europei a beneficio degli operatori del mercato elettrico italiano, come già successo nel corso del 2017 quando grazie al *market coupling* gli effetti dei periodi di ridotta disponibilità della capacità di produzione europea (nucleare francese e svizzero, scarsa idraulicità nelle Alpi) si sono riversati direttamente sul MGP traducendosi addirittura in alcune ore in un'inversione netta della direzioni dei flussi alla frontiera.

L'entrata in esercizio dei nuovi cavi nel 2020 potrebbe incrementare il grado di concorrenzialità del mercato per gli operatori italiani, incrementando la potenziale portata dei flussi in importazione. Ipotizzando che il collegamento di Montenegro verrà sfruttato in import per quasi tutte le ore della giornata, le importazioni nella zona Centro Sud potranno aumentare di 4

TWh annui. Risulta più attenuato invece l'effetto del nuovo cavo con la Francia. Le simulazioni effettuate con Elfo++ Europe mostrano una variazione dei flussi diversa per le singole frontiere: mentre l'energia importata dal mercato francese aumenta (+5 TWh circa), si riducono gli apporti dalle frontiere svizzera, austriaca e slovena (-3.5 TWh circa). L'import netto complessivo per il 2020 è così stimabile pari a circa 50 TWh, +5 TWh di importazione netta, assorbita dalla flessione della quota del parco cicli combinati italiani. Tale stima risulta comunque inferiore rispetto allo scenario *benchmark* di Terna⁸, che per il 2020 prevede un flusso netto pari a 65 TWh circa, + 15 TWh rispetto alle ipotesi REF-E.

FIGURA A1.6. PREZZI ELETTRICI EUROPEI (€/MWh)



2018: dati provvisori

2020: stima Elfo++ Europe, competizione perfetta (offerta a costo marginale)

Fonte: stime REF-E, simulazioni Elfo++ Europe

⁷ Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Germany (<https://www.bmu.de/en/report/kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaefigung-nimmt-arbeit-auf/>)

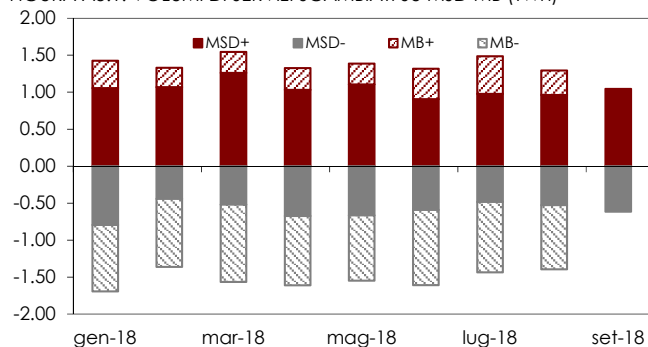
⁸ Dati relativi allo scenario di riferimento 2020 del Piano di Sviluppo 2018 di Terna.

FOCUS. IL RUOLO DELLE NUOVE RISORSE NEL MSD

VOLUMI IN CRESCITA E PIÙ BILANCIATI

Il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), nel corso dei primi nove mesi del 2018, mostra una contenuta, ma significativa, crescita tendenziale dei volumi di servizi approvvigionati da Terna rispetto all'anno precedente (**Figura A2.1**).

FIGURA A3.1. VOLUMI DI SERVIZI SCAMBIATI SU MSD-MB (TWh)



I dati consuntivi di settembre sono relativi al solo MSD ex ante

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Le quantità di servizi a salire richiesti agli operatori abilitati ammontano, infatti, a oltre 12 TWh, con un aumento di circa il 15% rispetto a quanto approvvigionato nei corrispondenti mesi del 2017: tale aumento è registrato sia sulla fase di programmazione del MSD, dove Terna acquista circa tre quarti dei servizi a salire, in particolare l'accensione al minimo tecnico delle centrali termoelettriche, sia sulla fase di bilanciamento (MB), costituito principalmente da regolazione secondaria e terziaria.

Le quantità di servizi a scendere richiesti agli operatori abilitati ammontano invece a 13 TWh, risultato in linea con quello registrato nei corrispondenti mesi del 2017: in questo caso, l'approvvigionamento è maggiormente demandato alla fase di bilanciamento, confermando un tipo di approccio al dispacciamento prudente da parte di Terna, che esce dalla fase di programmazione del MSD mediamente in posizione "lunga", per poi acquistare nel tempo reale i volumi a scendere necessari a bilanciare il sistema.

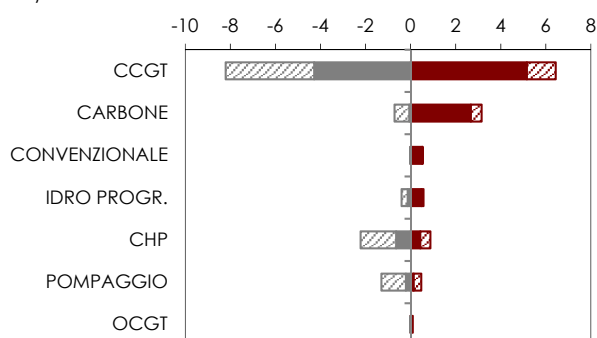
L'aumento di volumi approvvigionati da Terna è probabilmente legato all'aumento della produzione rinnovabile, osservato in particolare nella prima metà dell'anno, grazie anche al maggior contributo derivante dalla fonte idroelettrica fluente. Le rinnovabili hanno ridotto lo spazio di mercato per le risorse regolanti abilitate e causato una contrazione dei margini di riserva disponibili, creando l'esigenza di un maggior approvvigionamento di risorse in fase di programmazione. Allo stesso modo, la maggior volatilità collegata ha incrementato l'esigenza dell'attivazione di tali risorse per la regolazione in tempo reale. Differentemente da quanto ci si poteva aspettare, la stagionalità mensile osservata è poco evidente, con un approvvigionamento di servizi spalmato in modo molto simile nelle diverse stagioni dell'anno, mostrando solo un leggero aumento (e quindi una potenziale maggior criticità del sistema) nei mesi di marzo e luglio.

Se l'anno scorso il mercato risultava mediamente "lungo", ossia con un eccesso di produzione rispetto al consumo, che veniva bilanciato tramite l'acquisto di maggiore regolazione a scendere, quest'anno si è osservato invece un mercato mediamente più bilanciato, in cui regolazione a salire e a scendere arrivano quasi a equivalersi, con solo una minima prevalenza della seconda: tale risultato può forse essere collegato all'introduzione, da settembre 2017, della nuova disciplina degli sbilanciamenti, che, legando il segno di sbilanciamento macrozonale all'andamento fisico dei flussi di bilanciamento tra macrozone, risulta più penalizzante e rischiosa per le risorse non abilitate, in particolari le rinnovabili non programmabili, che sono spinte così a ridurre al minimo l'errore nella programmazione dell'energia immessa.

IL CCGT RIMANE LA RISORSA PRINCIPALE DI FLESSIBILITÀ

La principale risorsa a cui Terna si rivolge per la fornitura di servizi è, ormai costantemente, il ciclo combinato a gas (CCGT) (**Figura A2.2**), per due motivi principali: la posizione di marginalità, che lo rende la fonte

FIGURA A2.2. TECNOLOGIE CHIAMATE A EROGARE SERVIZI NEL 2018 (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

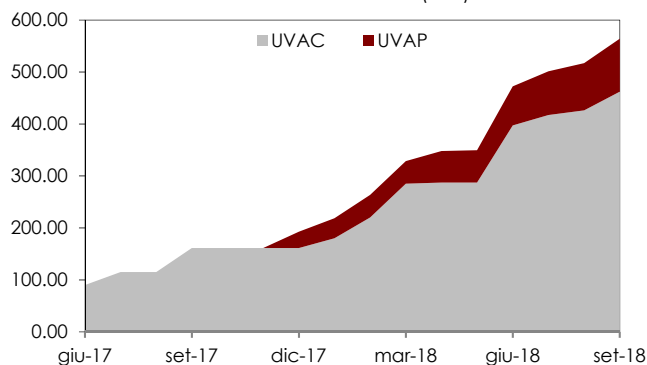
più economica tra quelle che non riescono a essere completamente vendute sui mercati dell'energia, oltre che la flessibilità e l'affidabilità, che lo rendono attraente per assicurare la sicurezza e il bilanciamento del sistema. Si osserva infatti come ai CCGT sia richiesto principalmente l'accensione al minimo tecnico in fase di programmazione del MSD e regolazione (secondaria e terziaria) a scendere sia in fase di programmazione che di bilanciamento.

Altre fonti di generazione sono meno utilizzate: Terna ricorre alla regolazione da impianti a carbone solo in corrispondenza di localizzazioni specifiche (Sardegna e area di Brindisi) dove c'è carenza di alternative, mentre richiede regolazione prevalentemente a scendere agli impianti di cogenerazione o di pompaggio solo su MB (in particolare gli impianti di pompaggio sono riservati alla fornitura di riserva pronta nell'ultima fase di tempo reale).

RICORSO RIDOTTO ALLE NUOVE RISORSE

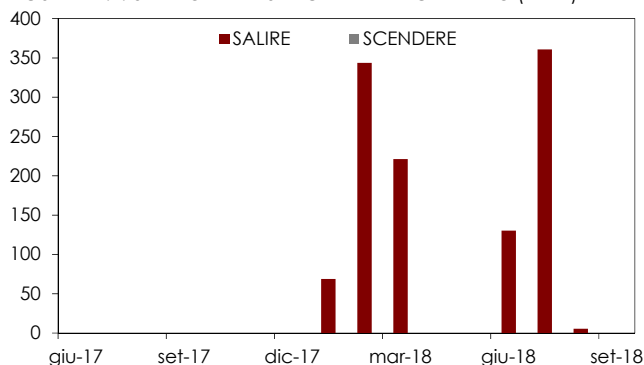
Il ricorso all'approvvigionamento di servizi da nuove risorse abilitate tramite progetti pilota è invece al momento ancora molto limitato, nonostante si registri un livello di partecipazione crescente da parte degli operatori.

FIGURA A2.3. UVAC E UVAP ABILITATE SU MSD (MW)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA A2.4. UTILIZZO DELLE UVAC PER BILANCIAMENTO (MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Da giugno 2017, quando è partito il progetto pilota per l'abilitazione di unità virtuali abilitate di consumo (UVAC), e poi da dicembre 2018, con l'analogo progetto pilota per l'abilitazione di unità virtuali abilitate di produzione (UVAP) aperto alla generazione distribuita, si sono infatti abilitati oltre 500 MW di risorse "non convenzionali", con un evidente trend di crescita nel tempo (Figura A2.3).

A oggi si contano oltre 450 MW di UVAC, di cui poco meno di 400 MW attive nella presentazione di offerte su MSD. In questo caso, l'interesse è stato soprattutto determinato dalla possibilità di contrattualizzazione a termine delle risorse, con il riconoscimento di un premio fisso (con cap a 30,000 €/MW/anno) per le risorse che, vincendo le procedure d'asta indette da Terna, si sono impegnate a formulare offerte di riduzione del carico nei periodi critici di *delivery* definiti dall'asta. Ciò è dimostrato dalla localizzazione delle unità, tutte situate al Nord e al Centro Nord, ossia le zone interessate dalla procedura di approvvigionamento a termine, mentre si registra una sola unità da 1 MW abilitata in zona Centro Sud e nessuna nelle rimanenti zone di mercato. L'operatore maggiormente attivo è Enel, che gestisce quasi il 50% delle UVAC, seguito da una ventina di diversi operatori con portafogli variabili tra 1 MW e 90 MW.

Si tratta, nella maggior parte dei casi, di aggregati di unità di consumo con un impianto di generazione ausiliario sottostante: Terna stima che le UVAC "pure", cioè che effettuano una reale riduzione del carico sotteso, siano circa un quarto della potenza abilitata.

I volumi di servizi richiesti alle UVAC (Figura A2.4) riguardano la sola regolazione terziaria a salire (sono infatti state abilitate per la riduzione del carico, ossia un decremento di consumo assimilabile

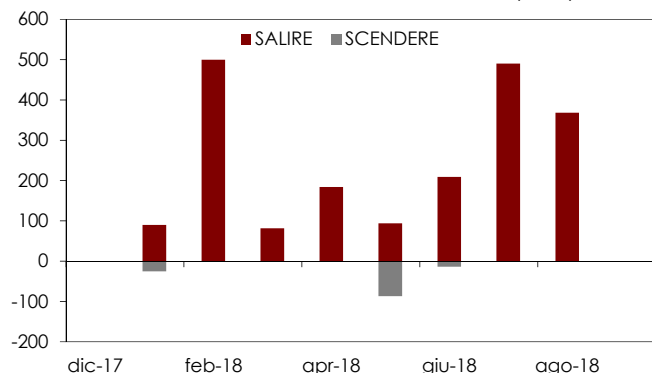
a un aumento di produzione). Nella fase di programmazione del MSD, tali risorse presentano le proprie offerte, che vengono utilizzate da Terna solo per il calcolo della riserva disponibile sul sistema, mentre la possibile attivazione viene riservata alla fase di bilanciamento. Fino a dicembre 2017, le UVAC non erano mai state attivate per la fornitura di regolazione, mentre quest'anno, in particolare nei periodi di febbraio-marzo e luglio (periodi in cui effettivamente Terna prevedeva maggiori criticità per il sistema) sono state chiamate a fornire regolazione a salire per circa 1.1 GWh. Il ridotto volume di servizi richiesti è certamente collegato all'approccio di progetto pilota, finalizzato appunto a testare l'efficacia e la risposta di tali nuove risorse al risolvere le problematiche di rete: Terna stessa ha recentemente comunicato che gli ordini di dispacciamento sono stati rispettati in circa i tre quarti dei casi.

Per le UVAP invece non è stata per ora previsto nessun tipo di remunerazione a termine, fattore che potrebbe limitare l'attrattività della possibilità di abilitazione, ciononostante si è registrato un progressivo aumento delle risorse abilitate, che a settembre ammontano a circa 100 MW. In questo caso, la distribuzione zonale è più variegata, interessando tutte le zone ad esclusione della Sicilia, mentre gli operatori coinvolti sono solamente tre: Enel gestisce oltre l'80% delle risorse di generazione distribuita abilitate, mentre la quota rimanente è suddivisa tra Engie e A2A.

Al momento, le UVAP hanno principalmente riguardato piccolo termoelettrico connesso in generazione distribuita e piccolo idroelettrico, sia a bacino che fluente, comunque caratterizzato da una minima base di programmabilità. Non hanno fatto ricorso all'abilitazione, per ora, unità di generazione rinnovabile non programmabile quali l'eolico e il solare, che evidentemente necessitano di condizioni più favorevoli, sia dal punto di vista regolatorio (approvvigionamento a termine, riconoscimento di prezzi negativi per il servizio di regolazione a scendere) o tecnologico (l'associazione a sistemi di accumulo con cui poter fornire servizi in modo efficiente).

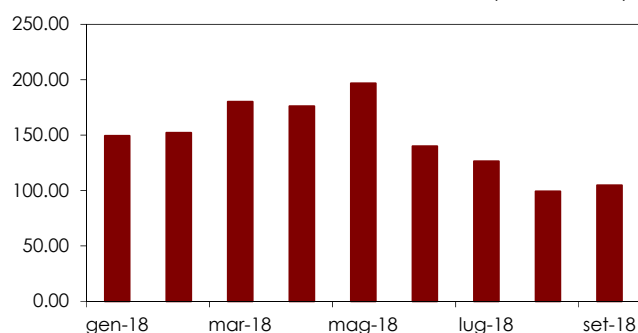
Le UVAP sono state generalmente abilitate in modo simmetrico, con una banda a scendere solo di poco inferiore alla banda a salire abilitata.

FIGURA A2.5. UTILIZZO DELLE UVAP PER BILANCIAMENTO (MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA A2.6. ONERI SOSTENUTI DA TERNA SU MSD-MB (milioni di Euro)



* Il dato di settembre è comprensivo del solo MSD

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Tuttavia l'approvvigionamento di servizi da parte di Terna ha riguardato principalmente regolazione a salire, concentrata come nel caso precedente nei mesi di febbraio e luglio (**Figura A2.5**). Pur essendo un progetto più giovane, Terna ha richiesto un volume di servizi praticamente doppio rispetto alle UVAC, oltre i 2 GWh (mentre solo 130 MWh sono stati richiesti, quasi completamente nel mese di maggio, per la fornitura di regolazione a scendere). Anche in questo caso, Terna ha comunicato che l'ordine di dispacciamento è stato eseguito correttamente in circa il 75% dei casi.

COSTI DEL DISPACCIAMENTO STABILI RISPETTO ALL'ANNO SCORSO

Nonostante l'aumento di volumi complessivi approvvigionati per servizi a salire, il costo sostenuto da Terna su MSD e MB (**Figura A2.6**) è rimasto praticamente allineato a quello consuntivato a settembre dell'anno scorso (+4%).

Ciò è dovuto principalmente a una riduzione dei prezzi medi riconosciuti per i servizi a salire nella fase di programmazione del MSD, influenzata anche dall'applicazione del regime di essenzialità alla centrale di Brindisi, che blocca i prezzi offerti da quest'ultima al costo variabile riconosciuto. In aggiunta, l'aumento dei prezzi dei combustibili e della CO2 registrato quest'anno ha reso più competitivi i servizi a scendere, con prezzi medi più alti per il riacquisto di energia, grazie ai maggiori costi evitati dagli operatori.

In particolare, i costi del dispacciamento sono stati più elevati nei primi mesi dell'anno, con una punta tra aprile e maggio 2018, in cui anche l'*uplift* è arrivato a superare gli 8 €/MWh (con componente dispacciamento a oltre 9 €/MWh e parzialmente attenuata dai valori negativi delle altre componenti, tra cui lo stesso costo di sbilanciamento). Nei mesi estivi si è osservata invece una forte contrazione, che ha riportato l'*uplift* a valori di circa 4 €/MWh, inferiori anche alla media storica.

Pertanto, il costo del dispacciamento sostenuto da Terna (limitatamente alle risorse scambiate a mercato) ha raggiunto a settembre 1.3 miliardi di euro, con una proiezione a fine anno di circa 1.7 miliardi di euro, in linea con i costi consuntivati nel 2017.

PROSPETTIVE PER IL 2019-2020

L'attesa per i prossimi anni è un leggero ma progressivo incremento dei volumi scambiati sul MSD, il cui driver principale risulta in questo momento il livello di penetrazione rinnovabile, che, come discusso in precedenza, accentua le necessità di riserva in fase di programmazione tanto quanto le necessità di attivazione della regolazione in fase di bilanciamento.

La variazione dei prezzi dei combustibili e della CO2, registrata negli ultimi mesi e che arriverà a una stabilizzazione l'anno prossimo, porterà a livelli mediamente più alti sia i prezzi dei servizi a salire, sulla base del costo opportunità di partecipare ai mercati dell'energia con prezzi nuovamente alti, sia i prezzi dei servizi a scendere, grazie al maggior costo evitato dagli operatori che decrementano la propria produzione. In un mercato bilanciato, con volumi di servizi a salire e scendere approssimativamente pari, l'effetto prezzi non dovrebbe quindi avere un impatto significativo sui costi sostenuti da Terna per il dispacciamento.

La partenza del progetto pilota UVAM, attesa a breve, sostituirà i precedenti progetti UVAC e UVAP (che rimarranno una possibile sotto-casistica), estendendo la possibilità di aggregazione delle risorse e garantendo per la prima volta la possibilità di aggregare unità di consumo e produzione tra loro e con sistemi di storage; anche l'approvvigionamento a termine sarà aperto a tutti e potrà costituire una spinta importante all'abilitazione di risorse di generazione rinnovabile, meglio ancora se in aggregato con risorse di generazione o consumo programmabile.

In un'ottica di contenimento dell'impatto dei costi di dispacciamento sul prezzo finale dell'energia, perciò, la migliore soluzione potrebbe essere quella di procedere sulla strada tracciata dai progetti pilota, che estende la partecipazione al MSD a un numero sempre maggiore di risorse, in modo tale da favorire una maggior capacità a sopperire alle situazioni di criticità e una più elevata competitività nella fornitura dei servizi.

APPENDICE 1. TABELLA DI SINTESI DEGLI SCENARI

TABELLA 1. SINTESI DEGLI SCENARI*

	2017	2018	2019	2020	2018	2019	2020	2018	2019	2020
	Def.	Ref.	Ref.	Ref.	High 1	High 1	High 1	Low 1	Low 1	Low 1
MERCATO DEL PETROLIO E SCENARIO MACROECONOMICO										
Variazione a/a PIL, %	1.4%	1.3%	0.9%	1.0%						
Prezzo Brent (\$/bbl)	54.9	73.2	74.2	71.7	75.9	87.5	88.1	69.4	58.4	56.7
Tasso di cambio (€/€)	1.13	1.19	1.18	1.18						
MERCATO DEL GAS NATURALE										
Prezzo gas al PSV (€/MWh a PCS) ¹	19.7	25.3	26.6	22.7	26.3	31.8	30.6	23.5	20.1	18.1
Spread PSV-TTF (€/MWh a PCS)	2.3	1.8	1.9	1.7	1.8	2.1	1.7	1.8	2.0	1.3
Costo di logistica variabile gas (€/MWh a PCI)	2.0	2.2	2.6	2.8	2.2	2.6	2.8	2.2	2.6	2.8
MERCATI DEL CARBONE E DEI PERMESSI DI EMISSIONE										
Prezzo carbone (\$/t) ²	84.4	93.6	95.4	89.1	94.9	101.1	95.5	92.1	89.2	82.7
Prezzo carbonio (€/tCO2)	5.8	16.7	26.3	19.8	16.7	26.3	19.8	16.7	26.3	19.8
PUN E COMPONENTI DI COSTO										
PUN (€/MWh)	53.9	63.5	70.8	60.6	65.5	86.0	81.1	59.4	54.0	48.1
Costo gas inclusa logistica (€/MWh a PCI) ³	44.7	57.0	60.3	52.6	59.1	71.1	69.0	53.2	46.7	42.9
Costo carbone - inclusa logistica (€/MWh) ³	35.6	37.6	38.1	37.6	37.6	40.1	36.6	36.6	35.9	33.7
Onere ETS CCGT 53% (€/MWh) ⁴	2.2	6.3	9.9	7.4	6.3	9.9	7.4	6.3	9.9	7.4
Onere ETS carbone 35% (€/MWh) ⁵	5.6	16.0	25.2	18.9	16.0	25.2	18.9	16.0	25.2	18.9
CSS (€/MWh)	7.0	0.31	0.6	0.6	0.1	5.0	4.7	-0.1	-2.6	-2.2
CDS (€/MWh)	12.8	9.9	7.5	4.1	12.0	20.7	25.6	6.8	-7.1	-4.5
CONSUMI										
Domanda elettrica (TWh)	320.5	322.7	321.1	323.0	323.3	324.4	325.5	321.9	316.9	318.0
Domanda elettrica variazione a/a (%)	1.8%	0.7%	-0.5%	0.6%	0.9%	0.3%	0.3%	0.5%	-1.6%	-1.2%
Domanda gas (Gmc)	74.7	72.5	69.6	70.3	73.6	73.0	73.7	71.3	66.3	66.8
Domanda gas variazione a/a (%)	8.0%	-3.0%	-3.9%	0.9%	-1%	-1%	1%	-5%	-7%	1%
Produzione RES (TWh)	101.5	110.0	115.5	118.2	105.5	95.6	98.0	116.2	135.3	138.3
Idroelettrico	35.7	45.3	48.6	48.7	43.3	35.4	35.5	49.1	61.8	62.0
Eolico	17.5	17.6	17.6	17.8	16.2	14.0	14.2	18.9	21.1	21.3
Fotovoltaico	24.8	23.2	24.7	26.7	22.1	21.6	23.4	24.3	27.8	30.0
Geotermico	5.8	5.8	5.8	6.2	5.8	5.8	6.2	5.8	5.8	6.2
Biomasse e RSU	17.7	18.1	18.8	18.8	18.1	18.8	18.8	18.1	18.8	18.8
Import	37.8	46.9	44.6	50.1	41.0	44.6	50.1	46.9	44.6	50.1
Domanda contendibile	181.2	165.8	161.0	154.7	176.8	184.2	177.4	158.8	137.1	129.6

* Aggiornato a Settembre 2018

(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



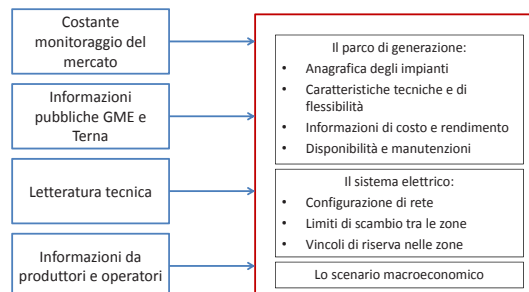
Modello strutturale leader in Italia per la simulazione del mercato elettrico e la previsione del prezzo all'ingrosso

- Orizzonte temporale variabile: settimana, mese, anno, cascata di anni
- Database del sistema elettrico italiano
- Modello delle strategie di offerta dei concorrenti
- Solidità dell'algoritmo di calcolo e velocità di esecuzione
- Interfaccia con funzionalità avanzate per preparazione input / elaborazione output

- Utilizzato da tutte le principali aziende energetiche e istituti universitari in Italia
- Più di 20 versioni di Elfo++ rilasciate dal 2008, con una rappresentazione sempre più accurata del mercato e all'estensione delle potenzialità del modello

Elfo++ è fra i modelli di riferimento nella World Bank review of system planning tools

Il database di Elfo+



Le informazioni sono costantemente aggiornate e validate dal continuo contatto e collaborazione con gli operatori

Gli scenari elaborati di REF-E costituiscono un benchmark in Italia

Le applicazioni di Elfo+

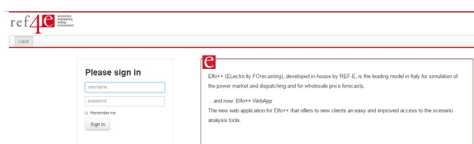


La suite di Elfo+

Elfo+ short term	Elfo+ MSD	Elfo+ CAPACITY
Previsione dei prezzi zionali su un orizzonte di breve periodo	Simulazione delle quantità e dei prezzi sul Mercato dei Servizi	Simulazione dell'equilibrio del capacity market: capacità approvvigionata e premio
Utilizzo di tutte le informazioni pubblicamente disponibili	Modellazione dei requisiti di riserva da soddisfare su MSD	Modellazione delle caratteristiche di disponibilità e tecniche di flessibilità del parco di generazione italiano
Supporto all'attività di bidding, trading e ottimizzazione di breve periodo	Previsione delle quantità e dei ricavi potenzialmente ottenibili sui mercati dei servizi	Stima della remunerazione ottenibile sui mercati della capacità Valutazione del ritorno degli investimenti in flessibilità



La piattaforma web di Elfo++ per semplificare e ampliare le possibilità di utilizzo del modello per l'analisi di scenario da parte di nuovi utenti, in particolare per operatori piccoli e rinnovabili



Upgrade di Elfo++ per la simulazione del Market Coupling europeo



Database del sistema elettrico europeo: 136 paesi membri ENTSO-E, Turchia inclusa

Algoritmo di risoluzione del market coupling

Scenari previsionali europei elaborati da REF-E in linea con gli scenari del TYNDP 2018

I MODELLI DI REF-E

Modello CAST (CApacity Strategic Tool)

Modello strategico per la simulazione del *capacity market* italiano



Il *capacity market*, con il via libera della Commissione Europea, potrebbe essere a un punto di svolta, dopo una lunga fase di stallo. Le prime aste sono attese entro il secondo trimestre 2017, per una *delivery* che potrebbe riguardare già la seconda metà dell'anno.

Il modello CAST mira a supportare la partecipazione degli operatori alle aste del *capacity market* italiano, nella fase di definizione delle strategie di offerta e di valutazione delle opportunità e rischi connessi al meccanismo.

Il modello CAST permette di:

- ☐ eseguire una simulazione esplicita delle aste del *capacity market*
 - simulando la curva di domanda e di offerta di capacità
 - stimando l'equilibrio in esito all'asta
- ☐ stimare le potenziali ricadute sulle altre fasi del mercato
- ☐ discutere i rischi attesi in base a opportune *assumption* sulle variabili chiave.

I vantaggi del modello CAST:

- ☐ facilità d'uso e immediatezza
- ☐ solidità garantita dal modello strutturale **Info+** e dal database REF-E
- ☐ affidabilità nella preparazione della strategia di offerta all'asta e nella valutazione delle opportunità e rischi connessi alla partecipazione.

Gli altri modelli di ref4e per il mercato elettrico

STP	GRNET	IDM
Previsione econometrica del PUN	Previsione di sviluppo del mix di rinnovabili nel medio-lungo periodo	Previsione econometrica della domanda zonale
Basato sulle correlazioni con variabili chiave e incorpora le dinamiche storiche del mercato	Basato sulle correlazioni stima dei livelli d'incentivazione e dei relativi meccanismi di aggiornamento fissati dalla normativa e in seguito alle procedure d'asta per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di consumo di energia elettrica rinnovabile	Basato sulle correlazioni con relativi driver: temperature, PIL, produzione industriale, intensità elettrica
Orizzonte temporale dalla settimana all'anno		Orizzonte temporale da mensile a pluriennale

Gli altri modelli di ref4e per il mercato gas



I-GaMe	EU-GaMe	GASP
Modello strutturale per la simulazione del mercato italiano del gas del giorno prima e la previsione del prezzo al PSV nel medio periodo	Modello strutturale per la simulazione del mercato europeo del gas del giorno prima e la previsione del prezzo per market area (NBP, TTF, PEG, ...)	Modello econometrico per la previsione del prezzo del gas al PSV e della domanda gas italiana su orizzonte da mensile ad annuale
Simula il dispacciamento e l'utilizzo delle risorse di produzione, import e stoccaggio per tutti gli attuali e futuri entry point	Simula il dispacciamento e l'utilizzo delle risorse di produzione, import e stoccaggio per tutti gli attuali e futuri entry point in Europa	Basato sulle correlazioni storiche con variabili chiave: serie storiche prezzi gas e petrolio, scorte, variabili climatiche
Permette di stimare gli impatti sui prezzi all'ingrosso di nuove infrastrutture sul mercato italiano del gas	Permette di stimare gli impatti sui prezzi all'ingrosso di nuove infrastrutture sui singoli mercati europei del gas, includendo anche dinamiche LNG globali	

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
mail: virginia.canazza@ref-e.com

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