



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, Sorigenia SpA, TIM SpA, Tenaris Dalmine, Terna SpA, Tirreno Power SpA, Utilitalia

EXECUTIVE SUMMARY

pag. 3

1. SCENARIO MACROECONOMICO E COMMODITY

pag. 5

- L'economia in bilico pag. 5
- Le previsioni pag. 8
- Il petrolio si rafforza, soprattutto sul breve pag. 9
- Riprende sostenuta la salita dei prezzi del carbone pag. 11

2. OUTLOOK PER IL MERCATO GAS

pag. 13

- Mercato europeo: la riduzione della flessibilità incide sui prezzi pag. 13
- Box 2.1. Ancora aperta la diatriba Russia-Ucraina, incertezze sul Nord Stream2 pag. 15
- Mercato italiano: domanda in riduzione, petrolio e GNL incidono sui prezzi al PSV pag. 16
- Box 2.2. Riviste al ribasso le previsioni del costo logistico pag. 21

3. OUTLOOK PER IL MERCATO ELETTRICO

pag. 23

- PUN in aumento nel 2018, aumentano i costi per i termoelettrici pag. 23
- Il dettaglio della previsione per mese, fascia e zona pag. 24
- L'economia sostiene i consumi, la produzione idroelettrica ridisegna il mix di generazione pag. 25

4. ANALISI DI SENSITIVITÀ

pag. 28

- Box 4.1. Potenziali rischi stagionali pag. 30

APPROFONDIMENTO 1. BACINO ORIENTALE DEL MEDITERRANEO: RISORSE DI GAS, PROGETTI DI ESPORTAZIONE E IMPATTI PER L'ITALIA

pag. 31

APPROFONDIMENTO 2. EMISSION TRADING SCHEME: VERSO UN RIEQUILIBRIO DEL MERCATO

pag. 34

- Box A2.1. Lo switching carbone/gas guida i prezzi ETS pag. 37

APPROFONDIMENTO 3. ESTATE 2018: SISTEMA ELETTRICO EUROPEO ADEGUATO ANCHE IN CONDIZIONI CRITICHE

pag. 39

- **NEW** BOX A3.1. Elfo++ Europe si estende sull'intero perimetro ENTSO-E

pag. 42

APPENDICE I - TABELLA DI SINTESI DEGLI SCENARI

pag. 44

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, 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.

NEWS

Ultime pubblicazioni

- La filiera degli usi finali del GNL in Italia - 2017, Rapporto, Marzo 2018
- La metanizzazione della Sardegna - Working paper Osservatorio GNL usi finali, Novembre 2017
- [Working paper](#) "Smart meter: aspetti tecnologici, economici e regolatori della gestione intelligente della rete" - n. 15/Marzo 2017

EXECUTIVE SUMMARY

A guidare le quotazioni dell'energia elettrica e del gas in Italia e in Europa, costantemente in rialzo negli ultimi mesi, hanno contribuito la salita dei prezzi delle *commodity* energetiche e le condizioni meteorologiche fuori dalla media delle stagioni estive e invernali. Il recupero dei livelli produttivi dei bacini idroelettrici durante l'avvio della stagione primaverile dell'anno in corso non è bastato per far rientrare i prezzi, anche se la consueta stagionalità sul mercato elettrico è riscontrabile nella contrazione del *clean spark spread*. In ottica previsiva, tutti gli indicatori confermano il permanere dei prezzi medi su livelli elevati e coerenti con quelli attuali, anche se alcuni elementi suggeriscono una certa prudenza: lo scenario macroeconomico è in crescita, ma presenta diversi elementi di debolezza, le temperature estive al momento sembrano destinate a mantenersi miti, mentre il potenziale idroelettrico è atteso in ulteriore aumento. Per il prossimo inverno rimangono comunque rilevanti i fattori che spingono verso rialzi dei prezzi: gli scenari di domanda di GNL e carbone asiatici sono in rafforzamento e guideranno i *trend* delle quotazioni internazionali, mentre il mercato gas rimane ampiamente esposto agli effetti della riduzione di disponibilità degli strumenti di flessibilità dell'area nord-europea. Non si può escludere anche una prosecuzione del rialzo del prezzo della CO₂ che beneficerà del riequilibrio atteso del mercato a seguito dei recenti interventi regolatori, e che incorporerà il costo di switching carbone/gas di medio-lungo termine.

Proseguirà lungo il 2018 e il 2019 la ripresa economica globale, con tassi di crescita in Europa e in Italia moderati rispetto a quelli più spinti che si registreranno del resto del mondo (Asia e USA). Tuttavia, il clima d'incertezza politica locale e internazionale, dovuta alle recenti tensioni emerse tra Stati Uniti e molteplici controparti, prima fra tutte la Cina, e tra i membri dell'Unione Europea, rende possibile un **rallentamento del commercio globale con negative ripercussioni sulle economie locali**. La cessazione del *quantitative easing* annunciata per fine 2018 e un possibile rialzo dei tassi d'interesse a partire dalla seconda metà del 2019 rappresenteranno la **fine della politica monetaria espansiva** adottata negli ultimi anni dalla BCE allo scopo di aumentare consumi e investimenti e riportare l'inflazione vicino al livello obiettivo del 2%. La crescita del PIL italiano nel 2017 è stata trainata da tre voci fondamentali: le esportazioni, gli investimenti in macchinari e il turismo. Il previsto rallentamento del commercio internazionale e la riduzione della spinta propulsiva ai consumi data dalle politiche monetarie espansive della BCE fanno prevedere, in linea con quanto prospettato per l'Europa, un **lieve rallentamento del tasso di crescita per il 2018 e un'ulteriore riduzione per il 2019**. Per il 2018 ci si attende una crescita del PIL in linea, ma inferiore a quella del 2017 (+1,3%) e un rallentamento nel corso del 2019 (+0,9%).

La crescita economica globale prevista per i prossimi anni avrà effetti sulla domanda di petrolio, prevista in aumento di circa 1.5 mbg all'anno. Nei primi mesi del 2018, i prezzi del greggio hanno scontato sia gli effetti della **prosecuzione dell'accordo Opec Plus**, sia la crisi venezuelana e gli effetti dell'uscita dagli Stati Uniti dall'accordo sul nucleare iraniano. Si tratta di eventi che possono minacciare al ribasso l'*output* produttivo totale disponibile sul mercato. **I rischi sul mercato petrolifero dunque permangono** e sono stati inclusi nelle proiezioni di prezzo di breve termine risultate al rialzo rispetto alle quotazioni di mercato ma in linea con gli scenari di consenso.

Gli andamenti del greggio sono stati solo parzialmente incorporati nel prezzo del carbone, sulle cui dinamiche contribuisce in maniera preponderante la domanda asiatica, quella cinese in primis, ma anche indiana e coreana. Nonostante l'avvio delle **politiche di switching da carbone a gas** della Cina per mitigare gli effetti dell'inquinamento, la crescita economica del paese continua a stimolare la domanda di prodotti energetici, e di carbone in particolare, che soddisfa circa il 60% della domanda primaria. Frutto delle *policy* di riduzione dell'inquinamento è stata nel 2017 anche la **chiusura di alcune miniere meno efficienti**, ma tuttavia è prevista l'entrata in funzione di nuova capacità produttiva entro il 2018 a sostituzione di quanto interrotto. Nel breve termine, e nello specifico a partire da aprile 2018, diversi sono stati i *driver* al rialzo: in Cina, le temperature superiori alle medie stagionali hanno stimolato oltre le attese la domanda di carbone per la produzione termoelettrica; in India, il mancato raggiungimento dei *target* produttivi e l'indisponibilità di treni per il trasporto merci ha generato una riduzione delle scorte interne al paese a livelli che possono soddisfare fino a 10 giorni la domanda; il Sud Africa sta vivendo problematiche di produzione interna e trova difficoltà a soddisfare pienamente la domanda proveniente dalle centrali termoelettriche del paese. **Questi effetti si sono sentiti anche sui prezzi europei**: il prezzo del carbone API2, relativo alle consegne nell'Europa nord-occidentale, è cresciuto di circa 17 \$/t nel bimestre aprile – giugno 2018, pur senza effetti specifici provenienti dal mercato europeo.

Il mercato dell'*Emission Trading System* europeo (EU ETS) ha risentito dell'aumento del prezzo del gas naturale. I recenti andamenti del prezzo dell'ETS sui mercati si sono infatti assestati intorno al costo di *switching* tra carbone e gas, ma il *trend* di rialzo è spiegabile soprattutto dall'**approvazione della Direttiva 410/2018**, che definisce le regole del meccanismo ETS nel periodo 2021-2030 e regola il funzionamento

della *Market Stability Reserve*. Dopo anni di eccesso di offerta, la riforma permetterà di portare il mercato in equilibrio e di stimolare la sostituzione della produzione dalle centrali a carbone a quelle a gas. Lo *switch* tra carbone e gas permetterà, secondo i nostri scenari, di raggiungere gli obiettivi 2030 di riduzione delle emissioni dei settori ETS, con un livello di prezzo dei certificati di emissione che sarà dato dal costo marginale di abbattimento delle quantità imposte dal *cap*.

Il *trend* di rialzo del prezzo del gas europeo è spiegato, in primis, dagli andamenti di prezzo delle *commodity* energetiche: il prezzo del petrolio continua ad avere un ruolo rilevante, sia per le **componenti di indicizzazione presenti nei contratti long term**, sia perché il prezzo del GNL asiatico, che rappresenta ormai di fatto un *cap* al prezzo del gas europeo, è quasi interamente indicizzato al greggio; il **livello di prezzo del carbone** incide sugli andamenti del gas perché in caso di **switching nella produzione termoelettrica** ne aumenta la domanda. La volatilità di breve del mercato europeo del gas potrà placarsi nel corso dei prossimi mesi estivi date le previsioni di temperature in linea con le medie stagionali e l'aumento di idraulicità generatosi durante i primi mesi dell'anno. Non sono invece da escludersi possibili tensioni durante il prossimo inverno negli scenari di alta domanda: la riduzione degli strumenti di flessibilità disponibili per i mercati nord-europei è guidata dal calo imposto sulla **producibilità del campo olandese di Groningen**, ma sarà ulteriormente esposto a ulteriori rischi qualora non si riescano a raggiungere adeguati livelli negli stoccaggi continentali. L'anno termico stoccaggio si è infatti aperto con un livello delle scorte di circa 8 Gmc inferiore rispetto al volume 2017, e i prezzi generatisi sui mercati *spot* non hanno incentivato il riempimento durante i primi mesi della stagione primaverile. È **difficile supporre in anticipo maggiore disponibilità di carichi spot di GNL** per l'Europa, mercato strutturalmente di tipo *last-resort*, date le robuste attività di *switching* da carbone a gas avviate lo scorso anno in Cina e i relativi segnali di prezzo che il mercato è stato capace di mostrare lo scorso inverno, che potrebbero incentivare attività di *reloading* dall'Europa. L'Italia, che rispetto agli altri paesi europei vanta una giacenza in stoccaggio che ha superato i livelli 2017, continuerà a soffrire delle riduzioni di importazioni *spot* dal nord Europa a causa dell'**allungamento della manutenzione sul gasdotto TENP** fino al 2020. Lo *spread* rispetto al TTF, nonostante un consuntivo dei primi tre mesi 2018 risultato ben al di sotto dei costi logistici, fatterà a restringersi nello scenario di riferimento, con maggiore effetto delle indicizzazioni del greggio sul mercato italiano rispetto agli *hub* nord europei. L'**entrata in funzione del gasdotto TAP prevista per il 2020** potrebbe, alle condizioni attuali, apportare benefici al sistema italiano migliorando la competitività del mercato nei momenti di alta domanda riducendo il ricorso all'import di flessibilità dal nord Europa. Le importazioni da sud potrebbero incrementare ulteriormente a partire dal 2025, ma dipenderà in gran parte dall'evoluzione delle decisioni in tema di sfruttamento dei bacini rinvenuti nell'est del mediterraneo, e dall'eventuale costruzione del gasdotto EastMed.

Il previsto aumento dell'idraulicità (10 TWh in più rispetto allo scorso anno), insieme al riassetto dei livelli di import elettrico dalle frontiere nord, farà da *driver* per una **discesa della domanda contendibile termoelettrica**, con un conseguente ridimensionamento dei margini degli impianti termoelettrici a gas che, già nei primi mesi consuntivi del 2018, hanno mostrato valori di *Clean Spark Spread* negativi. I livelli di prezzo previsti per il 2018 e il 2019, fissati prevalentemente dalle tecnologie a gas e a carbone, saranno guidati in parte da una **previsione al rialzo della domanda elettrica rispetto al 2017**, ma soprattutto dalla crescita dei prezzi dei combustibili e da un maggior peso dell'onere ETS, anche se tuttavia i livelli di prezzo del carbonio non hanno ancora raggiunto un controvalore tale da favorire uno *switching* economico dal carbone al gas. Il *Summer Outlook* 2018 di ENTSO-E ha confermato che l'**adeguatezza per l'Italia è garantita in quasi tutte le zone**, a eccezione di quelle centrali (CNOR e CSUD) dove rimane indispensabile il contributo di quelle adiacenti. Nonostante il mese di luglio rimanga il più critico, il miglioramento dell'adeguatezza del sistema italiano sarà soddisfatto da una maggiore capacità di generazione rispetto alla scorsa estate, e a un'ottimizzazione delle fasi di manutenzione grazie alla collaborazione tra TSO e operatori di mercato.

1. SCENARIO MACROECONOMICO E COMMODITY

L'ECONOMIA IN BILICO

Le ultime previsioni OCSE sostengono che la ripresa economica è destinata a durare per tutto il 2018 anche in Europa ed in Italia a ritmi, però, molto moderati e a proseguire nel 2019 con tassi vicini a quelli potenziali di lungo periodo. La crescita nel resto del mondo (Asia e Usa) resta superiore rispetto a quella europea, dove non è bastato il QE (*Quantitative Easing*) adottato dalla BCE per rilanciare la domanda interna. Nel contesto europeo, la crescita italiana potrebbe mantenersi inferiore a quella dei maggiori paesi dell'area. Tuttavia, il differenziale dei tassi di crescita e dei tassi d'inflazione rispetto alla Germania, pur restando negativo, dovrebbe ridursi in ragione di un rallentamento della crescita tedesca.

Lo scenario di consenso per il 2018 e il 2019 prevede, dopo il rallentamento del commercio mondiale nel primo trimestre dell'anno, una rinnovata vivacità negli scambi, portando le stime di crescita del PIL globale al 3.8% per il 2018 e al 3.9% per il 2019. In decelerazione si troverebbe però l'Europa: dal 2.6% nel 2017 la crescita scenderebbe al 2.2% nel 2018, per poi ridimensionarsi al 2.1% nel 2019. Per l'Italia la crescita passerebbe dall'1.5% del 2017 al 1.4% del 2018, riducendosi all'1.1% nel 2019. Sulla solidità di questi dati pesano le turbolenze e le erratiche decisioni dell'amministrazione americana sul futuro degli scambi internazionali. Inoltre, per le previsioni sull'evoluzione dell'economia italiana pesano le attese dei mercati e degli operatori riguardo al cambiamento di regime della politica di bilancio.

Sul fronte internazionale, oltre ai rischi legati all'evoluzione delle relazioni di politica internazionale, si è recentemente manifestato con sempre maggior forza un rischio di esplosione di guerre commerciali dovute alle politiche protezionistiche perseguite dall'amministrazione Trump. Quest'ultima, con l'imposizione delle tariffe sull'importazione di alcuni beni, sta dando luogo a quanto annunciato da tempo nell'ottica di ridurre i propri deficit commerciali con alcuni paesi: trovano, quindi, conferma i timori che nelle previsioni finora elaborate erano rimasti in qualche modo sospesi. Le prese di posizione della Casa Bianca sono però estremamente volatili e di difficile prevedibilità, in quanto poco coerenti. Accelerazioni e ripensamenti creano sorpresa negli investitori e negli analisti, perché percepite come prive di una strategia chiara e lineare. Vi è, tuttavia, un giudizio quasi unanime tra i commentatori nel giudicarle dannose nel medio termine e politicamente squalificanti per gli Stati Uniti, che, perseguendo la via dei trattati bilaterali ed allontanandosi dai tavoli multilaterali delle organizzazioni internazionali, sembrano condannarsi a un ruolo di sempre maggior isolamento.

Nelle relazioni con la Cina l'amministrazione Trump aveva inizialmente sospeso l'imposizione di dazi su acciaio e alluminio affermando che la guerra commerciale con la Cina non ci sarebbe stata. Dopo pochi giorni, sono state, però, previste tariffe sulle importazioni di prodotti made in China ed è riemersa la minaccia di imposizione di tariffe sull'acciaio di tale provenienza. Il pugno duro degli Stati Uniti nella contrattazione delle politiche commerciali, ha convinto la controparte asiatica a perseguire una politica economica di sostegno alle esportazioni più accomodante verso gli interessi americani. Tuttavia, la Cina non sembra disposta a soddisfare pienamente le richieste dell'amministrazione Trump che desidererebbe una riduzione sostanziale del surplus commerciale cinese. L'attenzione americana si è quindi rivolta verso i paesi con cui gli Stati Uniti mantengono i propri rapporti commerciali più consolidati, ovvero Canada e Messico (membri del trattato di libero scambio NAFTA) e l'Unione Europea. Dal primo giugno, dopo una temporanea sospensione decisa qualche mese fa, vengono applicate dazi del 25% sulle importazioni dall'Unione Europea di acciaio e del 10% sull'alluminio. Le contromisure non sono state ancora prese, ma non tarderanno ad arrivare, in quanto l'Europa ha già predisposto misure di tassazione sull'import di alcuni prodotti americani ed ha aperto un caso presso il WTO. A inizio giugno il Presidente Trump ha partecipato al G7 ospitato dal Canada e in tale occasione ha, ancora una volta, mostrato pubblicamente come non intenda adottare una politica di dialogo e di collaborazione con i propri partner storici, Europa e Canada, estremizzando le proprie posizioni al punto di non appoggiare formalmente il resoconto finale presentato dal Premier canadese Trudeau. Infine, la settimana seguente l'amministrazione Trump ha annunciato ufficialmente l'approvazione di dazi su una lunga lista di prodotti cinesi per un valore di 50 miliardi di dollari.

Il rischio di un'esasperazione dei rapporti tra le maggiori potenze economiche mondiali e di guerre commerciali di ampia portata rimane rilevante e rende di difficile prevedibilità l'evoluzione degli scambi commerciali nel prossimo futuro. L'impatto delle politiche protezionistiche Usa e delle politiche di ritorsione dei paesi colpiti non è direttamente misurabile, ma colpirà ambedue le parti in gioco in modo diretto e indiretto. Sebbene le misure di protezionismo potranno essere compensate da un maggiore commercio intra-regionale, il rischio complessivo dell'introduzione di barriere commerciali è quello di un aumento dei costi dei prodotti d'importazione e dei prodotti locali. La minor concorrenza permetterebbe, infatti, ai produttori locali di beneficiare di maggior potere di mercato e a quelli meno produttivi di sopravvivere. Un maggior costo dei beni intermedi creerebbe, inoltre, pressioni al rialzo per i prezzi dei prodotti locali. Questi effetti

combinati comporterebbero una riduzione della produttività media delle industrie domestiche e un generale innalzamento dei prezzi dei prodotti, a detrimento del potere d'acquisto dei consumatori finali. I paesi più vulnerabili alla riduzione del moltiplicatore del commercio internazionale sono quelli molto integrati dalla *value chain* globale e dipendenti dalle esportazioni. In particolare, l'Europa è tra le aree più vulnerabili: da molto tempo le sue economie locali sono trainate dalle esportazioni. Il surplus commerciale dell'area, in rapporto al GDP, è, infatti, cresciuto ed è pari a più del doppio di quello della Cina. Si ritiene che saranno due i paesi europei che soffriranno maggiormente in seguito a queste mutate condizioni. I primi sono i Paesi Bassi, che in ragione della dimensione ridotta del mercato domestico sono fortemente dipendenti dagli scambi sia in import che in export con il resto del mondo. Il secondo è la Germania, essendo il paese che più ha puntato sulla crescita delle esportazioni da molti anni a questa parte. Il suo avanzo di partite correnti, in rapporto al PIL, è da oltre un decennio sopra quota 6%. L'OCSE nelle sue ultime previsioni ne prevedeva valori vicini all'8% nel biennio 2018/2019. Tuttavia, senza un cambio di passo della politica economica europea, sarà difficile che la domanda interna del vecchio continente possa compensare la contrazione di quella estera conseguente agli effetti che le nuove barriere tariffarie produrranno sull'economia reale, soprattutto se dovessero estendersi al settore dell'auto. Questo è, infatti, il settore verso cui l'amministrazione americana si dice pronta a rivolgere le proprie attenzioni. Una politica protezionistica di dazi sull'import dall'Unione

Europea penalizzerebbe in primo luogo i produttori d'auto tedeschi. Ciò avrebbe rilevanti ripercussioni anche per le imprese italiane del settore. Infatti, oltre all'effetto diretto di riduzione dell'export italiano verso gli Usa, tale politica penalizzerebbe in modo indiretto l'export italiano verso i partner europei. Gran parte delle imprese italiane esportatrici, infatti, hanno come propri clienti principali i maggiori costruttori tedeschi. Una riduzione delle esportazioni tedesche verso gli Stati Uniti, e quindi della produzione d'auto tedesca, ridurrebbe la richiesta di prodotti meccanici intermedi di lavorazione italiana.

L'Italia è stata trascinata fuori dalla lunga stagnazione dalle esportazioni e ha visto consolidarsi nell'ultimo biennio un ciclo degli investimenti produttivi orientato principalmente al potenziamento della capacità nei settori esportatori e nell'indotto. Gli investimenti pubblici, invece, sono rimasti fermi a causa degli stringenti vincoli di bilancio. Nel primo trimestre del 2018 sono stati però evidenti i segnali di rallentamento di ambedue

i motori della crescita, le esportazioni hanno risentito della minor dinamicità del commercio mondiale e del rallentamento tedesco e ciò ha avuto un immediato contraccolpo sulle decisioni d'investimento delle imprese. Come detto, l'impatto diretto delle nuove barriere nell'immediato non appare particolarmente rilevante per il nostro paese, ma uno shock protezionistico innestato dai dazi Usa e la possibilità che tali misure possano inasprirsi ed estendersi a più paesi con lo svilupparsi di forme di ritorsione, comporterebbero una perdita di PIL, stimato dall'ISTAT sullo scenario base del Documento di Economia e Finanza, dello 0.3% nel 2018 e dello 0.7% nel 2019.

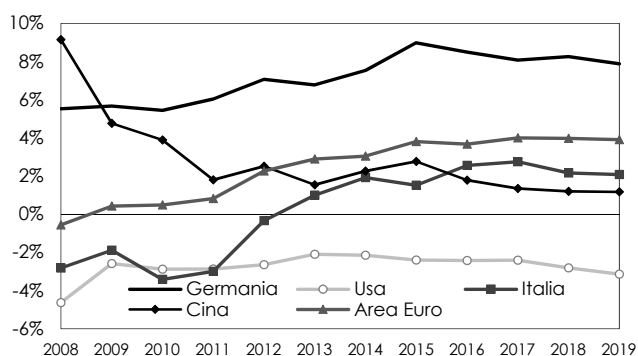
Per l'Italia pesa inoltre l'incognita della nuova politica economica. Nell'immediato si avrà un impatto diretto sulla fiducia. L'ampio consenso alle forze politiche in campo potrebbe indurre le famiglie a un maggior ottimismo; le imprese tuttavia, stando a quanto emerge, stanno assumendo un atteggiamento più attendista e annunciano ridimensionamenti nella dinamica degli investimenti e prudenza sul fronte dell'aumento dell'occupazione.

Dopo aver riassorbito parte della volatilità dei giorni delle massime tensioni istituzionali, il rischio Italia resta più alto di prima, anche dopo la fiducia data al Governo. Ciò richiederà qualche aggiustamento in più dei conti, proprio mentre si indebolisce la fase positiva del ciclo economico e aumenta l'incertezza sulle dinamiche internazionali. Difficoltosa sarà anche la ricerca di un equilibrio tra rilancio attraverso gli effetti redistributivi del bilancio pubblico e mantenimento degli impegni internazionali. Avanzare previsioni per il prossimo biennio, nella situazione fluida che si va profilando è insomma più che in altre fasi un azzardo, come ha intitolato l'OCSE nelle sue previsioni di giugno "*Stronger growth, but risks loom large*". I primi provvedimenti di correzione, richiesti dai conti pubblici per il 2019 e la manovra di aggiustamento per l'anno in corso, saranno l'occasione per una revisione del *rating* dell'Italia. Le agenzie sono attualmente in fase di attesa.

LO STATO DELLA CONGIUNTURA ITALIANA

Nel primo trimestre 2018 l'economia italiana ha frenato, seppure un pò di meno di quanto registrato in Germania: l'incremento del PIL dello 0.3% sul trimestre precedente è di poco inferiore all'andamento congiunturale del quarto trimestre 2017. L'industria ha subito i contraccolpi del rallentamento del commercio mondiale, il valore aggiunto dell'industria in senso stretto nelle stime di contabilità nazionale

FIGURA 1.1. PARTITE CORRENTI IN % DEL PIL

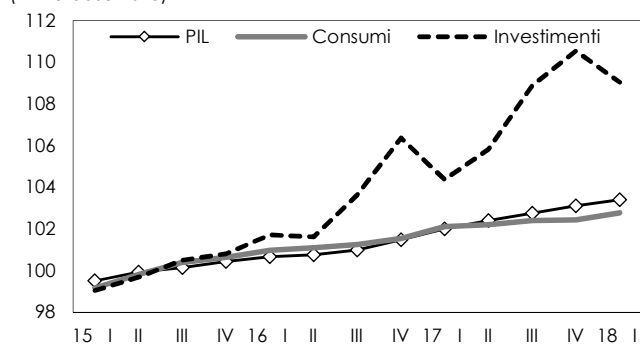


Fonte: OCSE

si è ridotto dello 0.1% sul trimestre precedente. Gli indicatori qualitativi dell'indagine ISTAT presso le imprese mostrano attese non positive per i prossimi tre mesi, il ripiegamento dura da oltre 6 mesi con diversa intensità in tutti i comparti produttivi. Una reazione attendista delle imprese che comporti una revisione dei piani d'investimento e una riduzione degli stessi, insieme al rallentamento delle esportazioni, contribuirebbe negativamente alla dinamica congiunturale.

In modo simile, dalle ultime rilevazioni emerge anche nel comparto dei servizi una flessione delle aspettative sugli ordini, che invece nel primo trimestre 2018 aveva tenuto ritmi di crescita in linea con quelli del 2017. Si sono ridotte dall'inizio dell'anno le vendite al dettaglio. La domanda di consumo aveva, del resto, già perso vigore nel primo trimestre. Si è esaurito il ciclo dei durevoli (in particolare l'auto), mentre la domanda di consumi non durevoli, già ferma a fine 2017, cede lo 0.4%. La bassa dinamica dei salari nominali (definiti in un contesto di inflazione vicino allo zero) e la ripresa della dinamica dei prezzi al consumo sospinta da fattori internazionali riducono il potere d'acquisto dei consumatori, condizionando in negativo la domanda delle famiglie. Il recupero occupazionale sostiene poco il reddito disponibile: le caratteristiche contrattuali non danno sicurezza ai nuovi entranti, la fascia anziana della popolazione occupata è l'unica che segna un aumento dell'occupazione, ma è anche quella che ha propensione al consumo più bassa e per la quale le prospettive della tenuta del sistema pensionistico nel medio termine si presentano più problematiche.

FIGURA 1.2. ANDAMENTO DEL PIL, CONSUMI E INVESTIMENTI
(Anno base 2015)



Fonte: ISTAT

LE INDICAZIONI DAL MERCATO DEL LAVORO

Il mercato del lavoro registra da qualche mese i segnali del buon andamento congiunturale, mantenendo, tuttavia, la propria fragilità strutturale. I dati mostrano un aumento del numero degli occupati (nel 2017 e nel Q1 2018 si sono raggiunti valori in linea con quelli pre-2008) che riguarda, per la prima volta da molti mesi, con diversa intensità tutte le classi di età, inclusa quella centrale dei 35-49 la cui base di partenza della popolazione sta maggiormente assottigliandosi per ragioni demografiche.

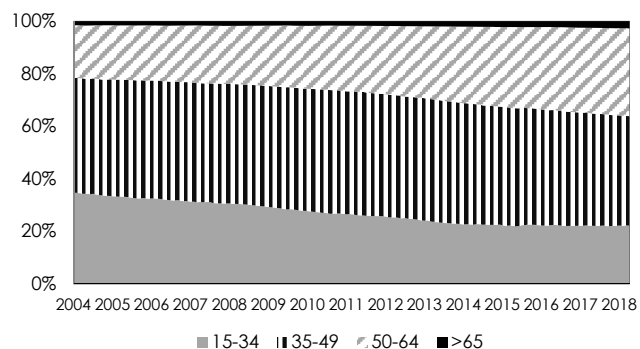
Nonostante queste evidenze positive, persistono i problemi strutturali legati alla demografia, al cambiamento nelle professionalità, e alla crescente precarietà per i nuovi entranti nel mercato del lavoro di cui poco ci si sta occupando.

L'età media dei lavoratori attivi continua ad aumentare. Non è tanto la quota di lavoratori più giovani a essersi ridotta, gli occupati con meno di 34 anni in rapporto al totale negli ultimo triennio sono, infatti, rimasti stabili; è, piuttosto, il peso dei lavoratori tra i 35 e i 40 anni a contare sempre di meno percentualmente (circa un punto in meno all'anno) a fronte dell'aumento del peso delle classi più anziane degli ultracinquantenni, la cui vita lavorativa si allunga, ma per la quale mancano percorsi formativi e di aggiornamento adeguati per tenere il passo con le innovazioni tecnologiche e garantire loro il mantenimento di un'alta produttività sul posto di lavoro.

Dunque, insieme alla flessibilità contrattuale per i nuovi entranti aumenta anche una generale incertezza sul futuro. Gran parte di chi è entrato nel mercato del lavoro, sia per l'aumento dell'occupazione che in ragione del seppur ridimensionato turnover, ha posizioni lavorative precarie. Sono aumentate notevolmente le posizioni di lavoro a termine. In modo simile, sono sempre di più i lavoratori autonomi. Il fenomeno,

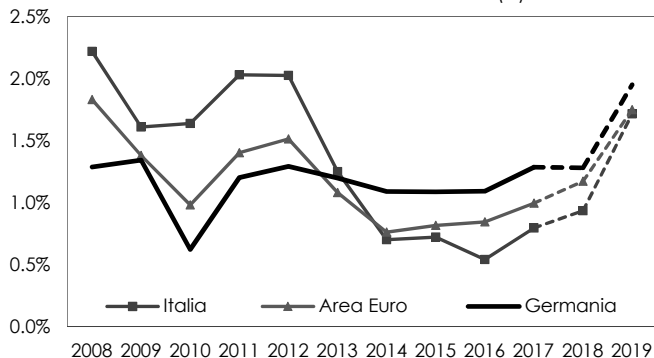
evidente soprattutto nell'ultimo anno, segnala la poca propensione delle imprese a prendersi impegni e la scarsa propensione a formare e investire in capitale umano nelle fasi dinamiche dell'economia. Ciò è stato confermato dalle ultime rilevazioni ISTAT di maggio secondo cui, a fronte dei segnali di decelerazione del ciclo internazionale e (probabilmente) dall'incertezza politica, le imprese di tutti i comparti produttivi hanno dichiarato di voler rivedere i propri piani occupazionali. Infine, le famiglie temono un nuovo aumento della difficoltà di trovare occupazione e le conseguenze negative che questo avrebbe per i loro bilanci: le attese sulla disoccupazione sono l'indicatore che maggiormente spiega il crollo di fiducia delle famiglie nella rilevazione di maggio. Unità alla scarsa dinamica salariale, la precarietà ha un effetto sulla crescita di lungo periodo perché deprime la domanda delle fasce di popolazione con la più elevata propensione al consumo. Di questo dovrebbero tener conto anche le imprese che sembrano

FIGURA 1.3. ITALIA: OCCUPATI (COMPOSIZIONE %)



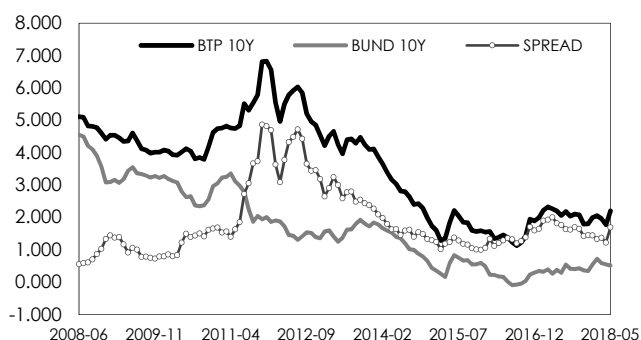
Fonte: ISTAT

FIGURA 1.4. ANDAMENTO DELL'INFLAZIONE DI FONDO (%)



Fonte: OCSE

FIGURA 1.5 TASSI DI RENDIMENTO DEI BTP DECENNALI ITALIA E GERMANIA



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

invece sempre più propense a utilizzare il fattore lavoro nel modo più flessibile e al minor costo possibile.

I MERCATI FINANZIARI

Si attende a breve il ritorno della politica della BCE verso condizioni meno espansive. A metà giugno Mario Draghi, presidente della BCE, ha annunciato la progressiva diminuzione e il termine del *Quantitative Easing* entro fine 2018, ma ha aggiunto che i tassi ufficiali non saranno modificati prima dell'estate 2019. L'inflazione di fondo dell'area al netto delle componenti dei beni importati resta però sotto all'1% nel 2018 e dunque si procederà con gradualità anche perché la crescita si è raffreddata. Nel 2019 l'inflazione si approssimerà all'obiettivo del 2% e le pressioni per un ritorno alla normalità si faranno più forti. Per l'Italia la situazione è più incerta, in quanto i rendimenti dei titoli di Stato e, di conseguenza, quelli dei titoli di debito scambiati sui mercati finanziari saranno sotto pressione dato che gli investitori stranieri stimano un maggior rischio paese per l'Italia e sono, quindi, più restii a finanziare il debito italiano e investire nel paese.

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%); ha poi ripiegato, ma la volatilità si è mantenuta elevata ed è pronta a reagire in modo esasperato a notizie di politiche governative giudicate non in linea con obiettivi europei. Lo *spread* con i Bund tedeschi ha superato i 300 punti base oscillando infine vicino ai 250 punti base, comunque al di sopra del differenziale incorporato negli scenari tendenziali di finanza pubblica. Poiché la vita media del debito pubblico a fine 2017 era arrivata a 6.9 anni, l'impatto di più alti tassi si traduce nell'immediato in un limitato aumento degli oneri per interessi sul debito pubblico e quindi in una ridotta necessità di

nuove correzioni. Il Documento di Economia e Finanza di aprile e l'Ufficio parlamentare di bilancio hanno stimato che un aumento permanente e pari a 100 punti base per tutta la curva dei rendimenti aumenterebbe la spesa pubblica per interessi di 1.9 miliardi il primo anno, che diventerebbero 4.4 il secondo, 6.4 il terzo e 8.2 il quarto. L'impatto diretto negativo più rilevante è 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. Per questa ragione, istituti finanziari, imprese e famiglie vedono limitate in modo diretto o indiretto le proprie capacità di prendere denaro a prestito per sostenere spese e investimenti. Il peggioramento delle condizioni dei mercati finanziari comporterebbe un cambiamento nelle politiche economiche, sia monetaria che 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.

LE PREVISIONI

Le ultime previsioni avanzate da ISTAT e OCSE alla fine di maggio 2018 concordano nell'assegnare all'anno in corso una crescita dell'1.4%, ancorché con significative differenze nella composizione. L'OCSE è più ottimista circa la tenuta degli investimenti, mentre stima una più significativa decelerazione nei consumi, perché debole è la crescita salariale, solo di qualche decimo superiore alla crescita dei prezzi al consumo. Finito il ciclo dei durevoli, sorretto prevalentemente dalla riduzione della propensione al risparmio, nel 2018 l'OCSE prevede che l'aumento dei consumi sarà inferiore all'1%, a differenza dell'ISTAT che lo mantiene all'1.2%.

Dato il contesto nazionale e internazionale che si rivela via via più incerto la nostra valutazione è che nel 2018 probabilmente la crescita del PIL per l'anno in corso sarà minore, a meno di forti segnali di cambiamento all'interno dell'Europa. Dunque ci si attesterà su valori più bassi per i consumi e per gli investimenti. L'inflazione di fondo tornerà sopra l'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. Per questi motivi negli scenari da noi proposti la crescita dell'Italia è stata assunta essere l'1.3% nel 2018 e lo 0.9% per il 2019. Rispettivamente un decimo in meno di quanto indicato dall'OCSE per il 2018 e di 0.3 decimi in meno nel 2019. Infine, prevediamo che il tasso di cambio €/€ si manterrà pari a 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.

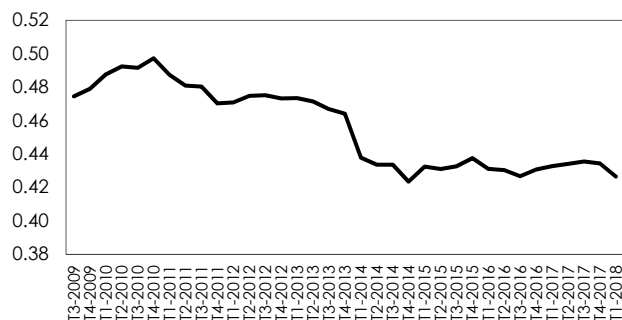
LA DOMANDA DI ENERGIA E IL PIL

Come noto, tra gli obiettivi della politica energetica vi è la riduzione della domanda di energia in valore assoluto, in presenza di tassi di crescita del PIL che tornano su valori in linea con il proprio potenziale (poco sopra l'1%), e quindi una riduzione significativa del fabbisogno di energia per unità di Valore Aggiunto.

Dopo il forte ripiegamento del fabbisogno, sperimentato nel corso della recessione, stiamo attualmente assistendo a un rimbalzo, in parte spiegabile con motivazioni cicliche dovute alla maggior vivacità dell'industria che ha consumi unitari superiori alla media del sistema economico. Nel periodo 2015-2017 l'analisi, che tiene conto degli effetti di composizione sull'andamento del valore medio dell'intensità, mostra come non sia possibile vedere una correzione nella relazione tra domanda di energia e livello di attività economica che possa essere attribuita a un aumento dell'efficienza dei processi produttivi. Larga parte della flessione nel fabbisogno che si è verificato nel corso della recessione appare spiegata dalle modifiche strutturali del nostro sistema economico che ha abbandonato alcune produzioni *energy intensive*. La ripresa è ripartita da livelli più bassi di consumi, ma ha mantenuto il *trend* storico della relazione tra domanda di energia e livello di attività.

FIGURA 1.6. RAPPORTO ENERGIA/PIL

Medie mobili 4 termini di energia elettrica e gas rete e industriale



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e Snam

Per monitorare le tendenze della domanda di energia in corso d'anno non abbiamo dati congiunturali completi in grado di coprire mese per mese tutto lo spettro delle fonti, sono però noti i consumi elettrici e di gas. Abbiamo costruito quindi come *proxy* un indicatore rappresentato dalla somma della domanda di energia elettrica immessa in rete e della domanda di gas per il settore industriale e delle reti (escludendo quindi dalla domanda di gas quella per il termoelettrico). Questo indicatore esclude i consumi di altre fonti energetiche, in particolare quello di petrolio dei trasporti, risultando inevitabilmente incompleto. Tuttavia, l'indicatore così costruito è coerente con una stima della dinamica del fabbisogno energetico dei settori produttivi e delle famiglie per usi diversi dai trasporti e può dunque offrire una valida percezione di come e con quale efficacia si stia procedendo alla realizzazione dell'obiettivo del *decoupling*. A quanto emerge dalle nostre stime,

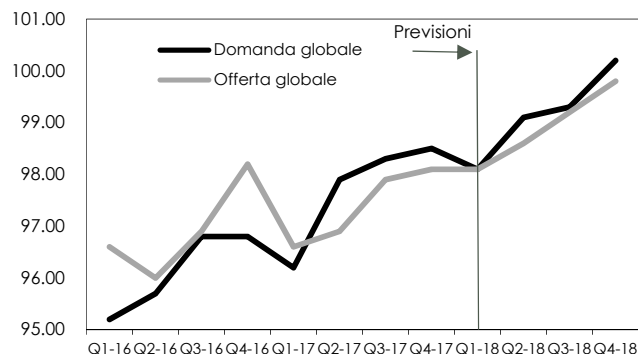
nel primo trimestre del 2018 il totale dei consumi così calcolato si è leggermente ridotto rispetto all'anno precedente a fronte di una crescita del PIL dell'1.4%. Il fabbisogno di energia per unità di prodotto, quindi, si sarebbe ridotto di poco più del 3% anno su anno. Se fosse possibile depurare le stime dall'effetto delle temperature (più freddo l'inverno 2018) avremmo un segnale più nitido, ma dovrebbe essere indagato meglio il loro ruolo nella determinazione dei consumi dell'industria. Normalizzando l'indicatore come medie mobili di quattro termini vediamo che, al di là di piccole oscillazioni, sono oramai quasi 4 anni che non vi è alcun miglioramento rilevante nel trend: il fabbisogno per unità di prodotto del primo trimestre del 2018 è sostanzialmente allineato al livello medio dell'ultimo quadriennio.

IL PETROLIO SI RAFFORZA, SOPRATTUTTO SUL BREVE

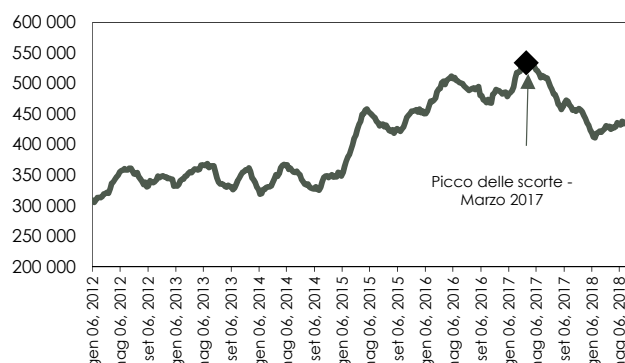
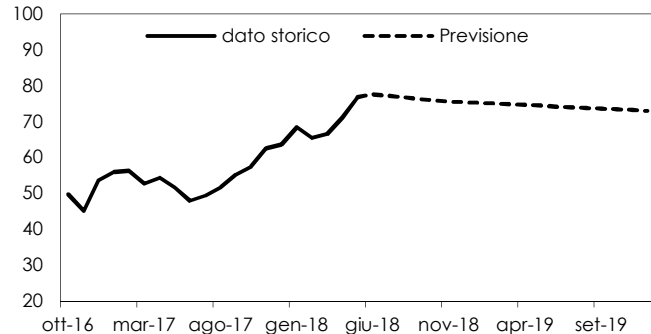
A partire da fine 2016, periodo in cui sono stati definiti gli accordi OPEC Plus, il prezzo del petrolio ha continuato a mostrare, seppur con fasi altalenanti soprattutto nel primo semestre 2017, un *trend* strutturalmente rialzista, supportato anche da una domanda globale di greggio che non ha mai mostrato segni di indebolimento. Gli accordi tra paesi OPEC e undici paesi non-OPEC guidati dalla Russia (diventati poi dieci a seguito dell'entrata della Guinea Equatoriale tra i paesi OPEC) definiti tra ottobre e novembre 2016, sono stati confermati con gli stessi termini anche nelle riunioni successive di maggio e novembre 2017: un taglio dei paesi OPEC di 1.2 milioni di barili al giorno (mbg), e per i paesi non-OPEC di 0.6 mbg, per un valore complessivo di 1.8 mbg a cui ogni paese ha contribuito nel corso del tempo in maniera differente. Da un lato ci sono Nigeria e Libia, paesi OPEC inizialmente esclusi dai tagli a causa delle problematiche interne dovute agli attacchi agli impianti petroliferi, che durante il 2017 hanno registrato un aumento della produzione interna. A ribilanciare la produzione contribuendo a mantenere in vita l'accordo sono stati i restanti paesi dell'organizzazione, in primis l'Arabia Saudita (con una diminuzione di 0.46 mbg), che sono riusciti nel 2017 a rispettare i cap produttivi accordati grazie anche a un petrolio debole che ha ristretto i margini disincentivando le esportazioni.

Segnali di incremento della produzione arrivano dagli Stati Uniti, paese che ha superato i 10 mbg, proprio grazie alla salita dei prezzi del petrolio che ha permesso inoltre, a partire dal secondo semestre 2016, una crescita del numero di pozzi petroliferi attivi. I dati di giugno 2018 mostrano un valore della produzione

FIGURA 1.7. DOMANDA E OFFERTA GLOBALE DI PETROLIO



Fonte: elaborazioni REF-E su dati EIA

FIGURA 1.8. SCORTE DI PETROLIO SETTIMANALI NEGLI USA
(Migliaia di Barili)

FIGURA 1.9. PREZZI DEL GREGGIO BRENT
(\$/bbl)


Fonte: Reuters e previsioni REF-E

alle soglie degli 11 mbg, fattore che ha tuttavia contribuito sia alla crescita delle scorte americane a partire da gennaio, sia all'allargamento dello *spread* tra WTI, il *benchmark* di prezzo americano, e Brent fino alla quota di 11 \$/bbl. L'aumento di produzione è spinto dall'industria dello *shale oil* che ha ripreso a crescere dopo gli ultimi anni di crisi dovuta al crollo dei prezzi globali del petrolio; tuttavia la limitata presenza di infrastrutture come oleodotti e porti per l'esportazione (attività permessa solo dal 2015) sta comportando una situazione di eccesso di offerta rispetto a quanto gli Stati Uniti riescano ad assorbire.

LE PREVISIONI DI PREZZO

I fattori di rischio che hanno contribuito all'impennata di prezzo nei primi mesi del 2018 sono dominati dalle tensioni geopolitiche che vedono protagonisti Venezuela e Iran in primis. Il Venezuela, che deve il 95% delle entrate pubbliche agli introiti della vendita del petrolio, sta attraversando un periodo di forte crisi economica e di iperinflazione avviatosi dal 2014, anno del crollo dei prezzi del greggio, con il Brent passato da oltre i 110 \$/bb ai 55 \$/bbl che aveva sostanzialmente dimezzato le entrate pubbliche. La produzione attuale oscilla intorno a 1.5 mbg, circa 800,000 in meno rispetto alla media produttiva del 2016 e 550,000 rispetto a quella del 2017. Le prospettive sono di una prosecuzione della riduzione della produzione del paese di ulteriori 300,000 barili al giorno entro la fine del 2018, tanto che la stessa PDVSA, la compagnia petrolifera nazionale venezuelana, ha dichiarato l'impossibilità di rispettare gli accordi commerciali per il mese di giugno. Dall'Iran invece, che produce circa 3.8 mbg, si potrebbe assistere a una riduzione dei flussi di petrolio verso l'estero a causa del ritorno delle sanzioni Usa nei confronti del paese, a seguito dell'uscita degli Stati Uniti dall'accordo sul nucleare iraniano (*Joint Comprehensive Plan Of Action*). L'estensione delle sanzioni anche ai paesi che intrattengono relazioni con l'Iran fa emergere il rischio di un'interruzione dei rapporti commerciali, compresi quelli per l'acquisto di petrolio dal paese che si tradurrebbe in una riduzione potenziale di circa 1 mbg nei prossimi 12-18 mesi.

Le prossime riunioni OPEC verteranno inevitabilmente su tali temi, e sulla disponibilità dei paesi OPEC e non-OPEC di coprire il calo produttivo di Venezuela e Iran, anche se ciò si tradurrebbe in una modifica dei limiti produttivi attualmente esistenti o perfino un annullamento dell'accordo. Il *meeting* del 22-23 giugno scorso svoltosi tra paesi OPEC e non-OPEC ha temporaneamente confermato la volontà dei paesi membri del cartello di proseguire con l'intesa, e che dovrebbe tradursi in un aumento di produzione di circa 1 mbg a partire dal mese di luglio.

L'utilizzo di scorte di petrolio avvenuto durante il 2017 ha contribuito a variare la pendenza della curva a termine da contango

(situazione nella quale i prezzi a breve sono più bassi dei prezzi di lungo termine, e che incentivano l'immissione di petrolio in stoccaggio) a *backwardation*, con i prezzi del primo contratto disponibile che hanno toccato a maggio gli 80 \$/bbl, valore massimo dal 2014. Negli scenari di breve, REF-E ha confermato la struttura a termine della curva attualmente prezzata dal mercato, includendo scenari di incremento produttivo da parte dei paesi OPEC che compensino in parte l'eventuale declino delle produzioni iraniane e venezuelane, e confermando il prezzo raggiunto durante il mese di giugno come massimo del periodo. Tuttavia date le stime di domanda globale che continuano a essere sostenute¹, la volatilità che potenzialmente si potrà osservare sui mercati nei prossimi mesi ha determinato la produzione di stime di prezzo al rialzo rispetto a quanto mostrato attualmente dalle curve *forward*, che si traducono in un prezzo di 73.6 \$/bbl per il 2018, e di 74.2 \$/bbl per il 2019.

¹ Le stime di domanda dell'International Energy Agency mostrano nel 2018 una crescita della domanda globale di petrolio di 1.5 milioni di barili al giorno rispetto al 2017.

RIPRENDE SOSTENUTA LA SALITA DEI PREZZI DEL CARBONE

Dopo i segnali di indebolimento dei prezzi registrati nei primi tre mesi del 2018, la corsa al rialzo dei prezzi del carbone è ripartita, con il *benchmark* europeo API2 che in poco più di due mesi ha superato i livelli di dicembre 2017 fino a toccare i valori massimi dal 2012. Il prodotto di riferimento *CAL19*, che esprime il valore di mercato per le consegne su tutto l'arco del prossimo anno, è salito di oltre 17 \$/t in poco più di due mesi, arrivando a toccare il valore di 90.25 \$/t.

Diversi fattori concomitanti stanno supportando la crescita dei prezzi. Contribuisce in maniera preponderante alla salita di breve la domanda cinese: la ripresa dei consumi registrata nel 2017 dopo tre anni di continuo declino, si è rafforzata ulteriormente a partire dal mese di aprile a causa di temperature al di sopra delle medie stagionali che hanno comportato una maggiore necessità di prodotti energetici per produzione di energia elettrica da destinare alla domanda di raffreddamento. La Cina si muove tuttavia anche a supporto della produzione: dopo la chiusura lo scorso anno di 27 miniere poco efficienti con una capacità produttiva di circa 22 milioni di tonnellate (mt), grazie a nuovi investimenti effettuati nelle province della Mongolia Interna e dello Shaanxi è in previsione per il 2018 un aumento della produzione di 300 mt. Per un quantitativo simile è previsto inoltre il rafforzamento della capacità di trasporto ferroviario nel paese.

Contribuirà a sostenere i prezzi la domanda indiana, in aumento grazie alla fase di sviluppo economico che il paese sta attraversando e alle stime che vedono la crescita percentuale oltre il 7%. Nel

breve periodo hanno inciso il mancato raggiungimento degli obiettivi produttivi (91% nel mese di maggio) e l'indisponibilità di treni per il trasporto merci nel paese: ciò ha generato una riduzione delle scorte interne del paese che si attestano a 15 mt, un valore inferiore del 45% rispetto ad aprile 2017 e che permette di coprire circa 10 giorni di domanda. Il paese sta quindi ricorrendo a un aumento delle importazioni, in particolare da Australia e Stati Uniti, non potendo contare sui volumi provenienti dal Sud Africa, paese che sta vivendo problematiche di produzione interna e che non riesce a soddisfare pienamente la domanda proveniente dalle centrali termoelettriche del paese.

Alla luce dei più recenti movimenti di mercato e del rafforzamento del quadro globale di crescita, supportato anche dalla salita dei prezzi del petrolio, sono state riviste ulteriormente al rialzo le previsioni del prezzo del carbone per il 2018 e per il 2019: è confermata una struttura a termine in *backwardation*, in linea con quanto mostrato dalle curve *forward*, e a conferma di un rilassamento dei rischi e delle criticità che il mercato sta attraversando nel breve periodo, ma con valori lievemente più alti rispetto al mercato fissati a 91.3 \$/t per il 2018 e 89 \$/t per il 2019.

IL MERCATO ETS ALLA PROVA

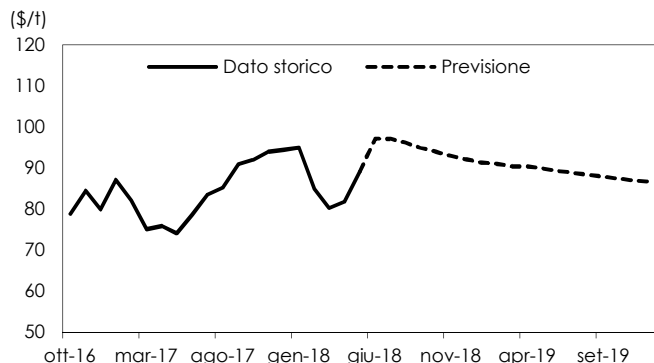
Negli ultimi mesi del 2017 e primi mesi del 2018 il mercato dell'ETS ha mostrato una continua crescita dei prezzi dei permessi di emissione. Rispetto agli inizi del 2017 e ai valori degli ultimi anni, attorno ai 5/6 €/tCO₂, i diritti di emissione hanno registrato un incremento di oltre il 300% per essere oggi scambiati a circa 15/16 €/tCO₂. Questo rende i permessi di emissione la *commodity* con il maggiore apprezzamento dei mercati nel periodo 2017-18.

Le ragioni sono da ricercare nell'effetto combinato dell'approvazione della Direttiva 410/2018, che definisce le regole del meccanismo ETS nel periodo 2021-2030 e regola il funzionamento della *Market Stability Reserve*, e dall'incremento contestuale del costo di *switching* tra carbone e gas naturale nella generazione termoelettrica, dovuto agli aumenti del prezzo del gas sui mercati.

La riforma introdotta dalla Direttiva 410/2018, infatti, permette nei prossimi anni di riportare in equilibrio il mercato dei permessi di emissione dopo anni dominati da un eccesso di offerta determinato dalle

minori emissioni a seguito della crisi economica del 2009 e dalla presenza dei crediti provenienti da progetti nei paesi extraeuropei. Per la prima volta dalla sua inaugurazione nel 2005, i prezzi del mercato ETS andranno a corrispondere ai costi di abbattimento delle emissioni nei volumi necessari al rispetto del vincolo ambientale. Tale costo corrisponderà ancora per il periodo 2020-2030, al costo di sostituzione della produzione da centrali a carbone con centrali a gas.

FIGURA 1.10. PREZZI DEL CARBONE API2



Fonte: Reuters e previsioni REF-E

TABELLA 1.1 PREVISIONI DI PREZZO ETS €/t

PREZZI ETS	2018	2019
Prezzo di riferimento	15,4	15,5
Previsione REF-E + Mark-up	16,2	17,0

Fonte: previsioni REF-E

Nel breve periodo il mercato dell'ETS sarà caratterizzato da un eccesso di offerta che non permette ancora di allineare pienamente il prezzo del permesso di emissione al costo di switch gas/carbone odierno.

Il prezzo di riferimento, secondo la nostra analisi, è oggi dato dalla stima di costo di *switch gas*/carbone attorno al 2022-2023, quando il mercato inizierà ad essere in pieno equilibrio, con un leggero *mark-up* reso possibile dalla distribuzione delle quote in circolazione tra gli operatori che sembra favorire la controparte dell'offerta nella definizione del prezzo sul mercato (vedi Approfondimento nel presente *Energy Outlook*). Secondo le nostre previsioni pertanto anche nel breve periodo le contrattazioni delle quote riusciranno a spuntare un prezzo leggermente superiore a quello di riferimento di lungo periodo.

2. OUTLOOK PER IL MERCATO GAS

MERCATO EUROPEO: LA RIDUZIONE DELLA FLESSIBILITÀ INCIDE SUI PREZZI

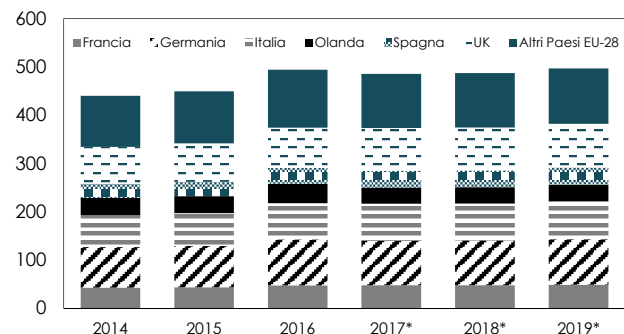
PROSEGUE LA RIPRESA DEI CONSUMI SPINTI DA CRESCITA ECONOMICA E TEMPERATURE ANOMALE

Sull'onda della ripresa dei consumi di gas naturale osservata nell'anno termico 2016 (AT16), i primi sei mesi dell'AT17 hanno fatto registrare, a livello europeo, valori di domanda significativi (circa 308.5 Gmc), anche se lievemente inferiori rispetto a quelli riferiti allo stesso periodo dell'anno termico precedente (-2%). Come già accaduto nell'ultimo trimestre del 2017, anche il primo trimestre del 2018 è stato caratterizzato, oltre che da una componente di crescita strutturale della domanda legata alla ripresa dell'attività economica, da una serie di circostanze poco prevedibili che hanno messo a dura prova la flessibilità del sistema europeo.

Nonostante il periodo centrale dell'inverno sia stato caratterizzato da temperature al di sopra delle medie stagionali e prelievi inizialmente più bassi rispetto a quanto fatto registrare negli scorsi anni in vari paesi d'Europa, le contingenze meteorologiche che hanno interessato l'intero continente a partire dalla seconda metà di febbraio, e che si sono protratte sino ad aprile inoltrato, hanno successivamente sospinto la domanda di gas (specialmente quella per scopi residenziali), provocando sia una ripresa delle importazioni, sia un aumento del tasso di utilizzo delle infrastrutture di stoccaggio. Considerando sia i fattori di crescita strutturale, sia le contingenze che hanno avuto luogo nella prima parte dell'anno termico corrente, ma includendo la maggiore potenziale producibilità idroelettrica rispetto allo scorso anno¹, la previsione di domanda per l'AT17 mostra un decremento rispetto al precedente anno termico (486 Gmc contro 494 Gmc), mentre un aumento è previsto per l'AT18 (487 Gmc), con un contributo preponderante da parte di Germania e Gran Bretagna².

FIGURA 2.1. EVOLUZIONE DOMANDA GAS EU-28

(Gmc/anno)



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

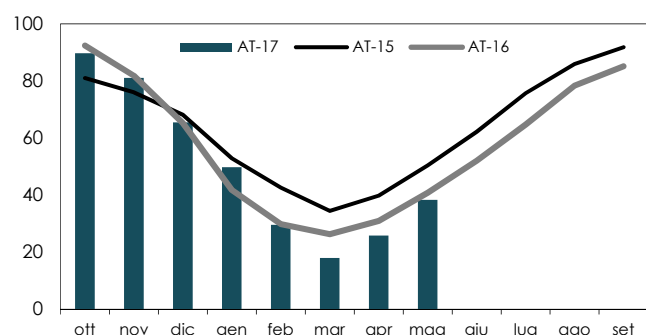
STOCCAGGI EUROPEI A VALORI MINIMI STORICI: PESA LA DOMANDA DI RIEMPIIMENTO ESTIVA

L'ondata di gelo che ha travolto l'Europa nelle ultime settimane dell'inverno 2017/2018, ha prodotto un inatteso incremento della domanda che ha intensificato l'utilizzo delle clausole di flessibilità nei contratti di importazione e, soprattutto, indotto il prelievo di grandi quantitativi di gas dagli stoccaggi anche in prossimità dell'inizio dell'Anno Stoccaggio 2018 (AS18), con conseguenti ritardi nell'avvio delle procedure di iniezione in tutta Europa. Considerando l'intero portafoglio europeo di infrastrutture di stoccaggio, di fatti, l'AS17 si è concluso consuntivando un livello di giacenza globale di 17.9 Gmc (più basso del minimo storico sul periodo 2011-2017), con un divario di oltre 8 Gmc rispetto all'anno precedente e dopo che l'AT17 era cominciato con un ammontare di risorse stoccate pari a circa 90 Gmc. A subire lo stress più significativo sono state le infrastrutture dei paesi dell'Europa centro-settentrionale: nei Paesi Bassi e in

Francia si sono registrati dei livelli di giacenza minimi al termine del periodo di prelievo pari, rispettivamente, al 6% (0.8 Gmc) e al 4% (0.4 Gmc) del livello di giacenza di partenza, mentre in Austria e Germania il minimo si è attestato al 16.5% (1.4 Gmc) e al 16.3% (3.6 Gmc). Questo straordinario ricorso agli stoccaggi ha fin da subito influenzato le dinamiche di mercato europee: l'aspettativa della necessità di dover ripristinare per tempo adeguati livelli di riempimento e la conseguente prospettiva di una domanda estiva di gas da stoccaggio superiore a quella dello scorso anno (quantificabile proprio in un massimo di circa 8 Gmc aggiuntivi, ponendo come obiettivo il raggiungimento dello stesso livello di giacenza del 1 ottobre 2017), ha avuto un effetto rialzista sulle quotazioni *forward* dei prodotti gas agli *hub*. Questo rincaro ha conseguentemente influenzato lo *spread* tra i prodotti *summer* e *winter* (rappresentativo del valore intrinseco del gas tenuto a stoccaggio), attestatosi sugli 0.8 €/MWh, valore che normalmente

FIGURA 2.2. ANDAMENTO DEGLI STOCCAGGI EUROPEI

(Gmc)



Fonte: elaborazioni storiche su dati GIE

¹ Per approfondimenti sulla producibilità idroelettrica si faccia riferimento al Capitolo 3 "Outlook per il mercato elettrico".

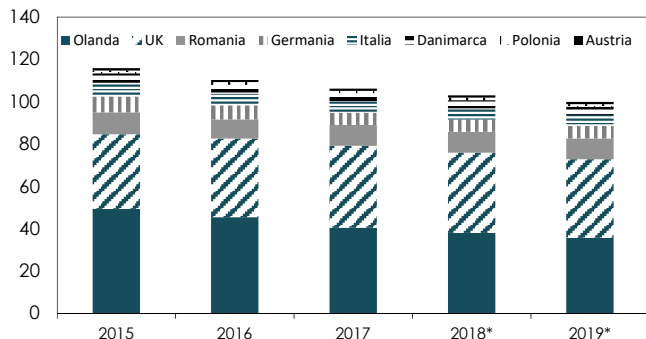
² La divergenza rispetto ai dati pubblicati nel precedente *Energy Outlook* è dovuta a una modifica delle fonti utilizzate per l'analisi dei dati.

non consente un'adeguata profittabilità operativa legata all'esercizio delle attività di stoccaggio. Tenendo conto delle limitate possibilità che gli *shipper* mantengano complessivamente un tasso medio di iniezione sostenuto durante l'estate, compreso tra i 65 Mmc/giorno e i 70 Mmc/giorno (la media durante l'estate 2016 era stata di 34 Mmc/giorno, mentre quella dell'estate 2017 era stata di 31 Mmc/giorno), per poter cominciare l'inverno con un livello di riempimento simile a quello dell'AT17, e dell'incertezza che circonda le aspettative sui quantitativi di gas da stoccaggio che saranno poi effettivamente immessi e resi disponibili da ottobre in avanti, la volatilità associata al valore dei contratti per le consegne invernali è presumibilmente destinata ad aumentare.

IL CALO DELLA PRODUZIONE EUROPEA GUIDATO DA GRONINGEN

Nonostante a marzo siano state diffuse dall'Autorità britannica per il Petrolio e il Gas (OGA) stime più promettenti riguardo la produzione offshore attesa per il periodo 2018-2023 (con le previsioni per i prossimi anni assestate rispettivamente a 40 Gmc per l'anno solare 2018, 37 Gmc per il 2019 e 35 Gmc per il 2020)³, in seguito all'ufficialità della decisione da parte del Governo olandese di ridurre progressivamente la produzione del giacimento di Groningen fino ad azzerarla completamente (è stato rimosso il vincolo che prevedeva di mantenere un profilo di estrazione annuale uniforme per ragioni di sicurezza) entro il 2031, le stime riguardo la produzione europea dei prossimi anni sono complessivamente in discesa. Il Governo olandese ha infatti recentemente pubblicato un documento che mostra nel dettaglio il piano di riduzione della produzione che verrà messo in atto a partire dal prossimo anno termico e che prevede tre differenti profili in base alla rigidità delle temperature riferite al periodo invernale. In caso di temperature in linea con le medie stagionali, i tagli produttivi più significativi dovrebbero avere luogo tra l'AT19 e l'AT20 (da 17.4 Gmc a 13.6 Gmc) e tra l'AT21 e l'AT22 (da 11.2 Gmc a 4.2 Gmc), mentre la chiusura dell'impianto dovrebbe avvenire a partire dall'AT29. La riduzione attesa tra l'AT17 e l'AT18, partendo da un livello massimo di 21.8 Gmc previsto per l'anno termico corrente, sarebbe invece di 2.4 Gmc. Recentemente, si è inoltre fatta strada anche l'ipotesi di anticipare a ottobre 2020 l'imposizione di un *cap* di 12 Gmc nel caso in cui si riuscisse a rimodulare in breve tempo la richiesta tedesca di gas a basso potere calorifico attualmente soddisfatta dal sito.

FIGURA 2.3. PREVISIONE DELLA PRODUZIONE IN EUROPA (Gmc/AT)



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

Considerando che il centro di stoccaggio di Norg (di capacità nominale pari a 5 Gmc e sul quale pende una decisione da parte del Governo riguardo un possibile ampliamento) continuerà a essere rifornito durante i periodi estivi utilizzando anche il gas proveniente dal complesso di Groningen almeno fino al 2022, e che parte della capacità del sito produttivo rimarrà vincolata a contratti di fornitura in essere fino a quando non sarà possibile ricorrere a una soluzione alternativa, la decisione presa dal Ministero degli Affari Economici olandese si tradurrà in una minore quota di gas disponibile sui mercati a pronti già durante l'attuale stagione estiva (stimata in 20 Mmc/giorno), anche se l'impatto più significativo dei tagli produttivi si avverterà durante i futuri inverni. Per limitare le conseguenze negative del taglio, il Governo olandese ha in programma una serie di misure di salvaguardia che avranno come obiettivo principale la riduzione della domanda invernale di gas a basso potere calorifico nel

breve periodo. Questo dovrebbe avvenire, in particolare, attraverso: la conversione progressiva all'uso di gas importato ad alto potere calorifico delle grandi utenze industriali servite direttamente dal sito; un maggiore utilizzo degli impianti di conversione esistenti, assieme all'introduzione di nuove installazioni, per trasformare una quota maggiore di gas importato in un gas a basso potere calorifico che sia adatto alle reti di distribuzione olandesi; un'attenta pianificazione strategica in vista della necessità di rinegoziare i contratti di esportazione legati alla produzione del sito e di recuperare la flessibilità perduta a causa della chiusura del giacimento attraverso maggiori flussi in importazione. In quest'ottica, le strade maggiormente percorribili nel breve-medio termine porterebbero a un maggior consumo di gas russo e norvegese, mentre il ricorso a maggiori carichi di GNL dovrebbe avvenire con più gradualità. A supportare questa ipotesi vi sono la volontà già espressa da Gazprom di aumentare le esportazioni verso l'Europa nei prossimi anni dopo il nuovo record stabilito nel 2017 (132 Gmc) e una produzione *offshore* norvegese rivista leggermente in rialzo tra i 121 e i 123 Gmc/anno da qui al 2022, grazie anche al via libera all'aumento delle estrazioni dal giacimento di Troll (da 30 Gmc a 36 Gmc, a partire dall'anno termico in corso).

³ Nel corso degli anni, la produzione di gas britannica è diminuita costantemente, passando dai 113 Gmc/a del 2000 ai 40 Gmc/a del 2017. Dal 2013, anno di produzione minima del paese con un volume di 34 Gmc, si è assistito ad un lieve recupero che, secondo le previsioni, terminerà nel 2018 con un volume stimato di produzione di 40 Gmc. Dopo il 2020, le previsioni sono di ulteriori riduzioni della produzione: 27 Gmc nel 2025, 21 Gmc nel 2030 e 16 Gmc nel 2035.

BOX 2.1. ANCORA APERTA LA DIATRIBA RUSSIA-UCRAINA, INCERTEZZE SUL NORD STREAM2

La sentenza del tribunale arbitrale di Stoccolma dello scorso febbraio ha sancito l'obbligo per i russi di Gazprom di risarcire l'ucraina Naftogaz con 2.6 miliardi di dollari, per il mancato rispetto dei vincoli minimi legati al contratto di transito in vigore tra le parti fino al termine del 2019, causando un inasprimento dei rapporti tra le due compagnie e un aumento delle tensioni geopolitiche di contorno alla vicenda. Gazprom ha fatto immediatamente appello contro la sentenza, rifiutandosi di pagare la somma stabilita e puntando ad accelerare l'iter per la realizzazione del gasdotto Nord Stream 2 (NS2) con la Germania. Naftogaz, per tutelarsi di fronte al mancato pagamento, ha invece intrapreso una serie di azioni legali con lo scopo di ottenere il sequestro di alcuni *asset* di proprietà del colosso russo in Europa, oltre che una campagna informativa volta a screditare la validità del NS2 come alternativa all'utilizzo della tratta nazionale. In particolare, la compagnia ucraina denuncia, davanti agli Stati membri dell'Unione, la mancanza di infrastrutture adeguate a disacciare verso l'Europa centro-orientale i flussi addizionali provenienti dal Baltico (oltre 160 Mmc/giorno nei periodi invernali), sottolineando come la realizzazione del gasdotto EUGAL, continuazione del NS2 sulla terraferma, non potrà essere completata prima dell'inizio dell'AT20 e come le principali direttrici oggi esistenti (OPAL e NEL) siano già quasi completamente saturate (80%).

Il TSO ucraino sottolinea che, anche se i progetti dovessero essere realizzati nei tempi previsti, la nuova capacità sarebbe comunque insufficiente a soddisfare pienamente la crescente domanda della regione senza l'ausilio di altre rotte, evidenziando così l'importanza strategica della propria infrastruttura, che rimane l'unica esistente in grado di mettere a disposizione un elevato livello di *spare capacity* (oltre un terzo della capacità disponibile). La repulsione di Gazprom verso un futuro massiccio impiego della tratta ucraina è principalmente legata a motivi economici: al monopolista russo risulta infatti più conveniente l'utilizzo di tratte di proprietà (come il NS1 e Yamal-Europe, oltre che il nuovo NS2), i cui costi di transito possono essere anche il 30% più bassi rispetto al corrispettivo fissato da Naftogaz, attualmente pari a 2.4 \$ per 1,000 mc per 100 km (circa 0.20 €/MWh per 100 km). Nei piani ideali di Gazprom, la tratta ucraina sarebbe dunque destinata a ricoprire solo un ruolo marginale: con la realizzazione del NS2 e del TurkStream (connessione con la Grecia attraverso il Mar Nero e una piccola porzione di territorio turco di capacità stimata in 31.5 Gmc), la direttrice originata in Vel'ké Kapušany dovrebbe accogliere un flusso di gas compreso tra i 10 Gmc e i 15 Gmc all'anno, molto inferiore ai circa 70 Gmc/anno di capacità nominale.

Naftogaz dichiara, invece, che per garantire la piena operatività del sistema e una tariffa di transito competitiva sarebbero necessari almeno 40 Gmc/anno. I paesi europei, compresa la Germania (principale beneficiario di NS2 in Europa) si sono dimostrati favorevoli all'apertura di un dialogo trilaterale promosso dall'Ucraina per risolvere la questione, visti anche i tentativi da parte dell'UE di assoggettare il progetto alla propria regolazione e alla complicità delle pressioni statunitensi, con l'amministrazione Trump intenzionata ad applicare delle sanzioni al progetto e a supportare la realizzazione di strutture indipendenti dal controllo russo (come il rigassificatore di Krk in Croazia). Uno scenario di soluzione plausibile, potrebbe contemplare la concessione da parte di Gazprom di un accordo con Naftogaz per il transito di un volume di gas compreso tra i 25 Gmc e i 30 Gmc all'anno (il necessario per permettere alla compagnia di raggiungere

FIGURA 1 RETI DI GASDOTTI PROVENIENTI DALLA RUSSIA



Fonte: Bloomberg

l'obiettivo dei 2 miliardi di dollari di introiti tramite l'applicazione di tariffe di transito più competitive organizzate secondo un sistema *entry/exit* simile a quello europeo) in cambio di alcune garanzie da parte dell'Unione: oltre all'annullamento dei procedimenti per sospetto abuso di posizione dominante nei confronti dei piccoli paesi dell'est Europa¹ e all'approvazione del NS2, i russi potrebbero trattare sulla base della richiesta di un alleggerimento/annullamento delle sanzioni ricevute in seguito all'invasione e successiva annessione dell'odierna Repubblica di Crimea, avvenuta nel 2014.

Tempestiva e previdente, in questo senso, potrebbe essere stata la firma dell'estensione degli accordi di fornitura tra la controllata statale russa e l'austriaca OMV fino al 2040, avvenuta il 5 giugno. Il 1° di luglio, infatti, sancirà l'inizio del semestre di presidenza austriaco dell'Unione Europea, con l'Austria che figura proprio tra i paesi che potrebbero essere favorevoli a un alleggerimento delle sanzioni verso Mosca.

¹ L'inchiesta è contenuta in un dossier aperto proprio dell'UE nel 2015 che solo recentemente è stato pubblicato.

PERMANGONO I RISCHI SUI MERCATI, VOLATILITÀ OLTRE LE ATTESE SULL'INVERNO

I primi tre mesi dell'AT17 sono stati caratterizzati da quotazioni del prezzo gas in consegna sul mercato TTF in linea con i valori medi del precedente anno e da una domanda in calo. Le quotazioni del gas erano comunque in linea con gli andamenti di prezzo del greggio e del carbone, coi prezzi del GNL che, a causa di un avvio anticipato della domanda asiatica rispetto all'avvio dell'inverno, avevano già avviato un *trend* di rialzo a partire dal mese di ottobre. Il 2018 si è poi aperto con un mese di gennaio caratterizzato da temperature ben al di sopra delle medie stagionali che avevano permesso una riduzione dei volumi consumati nell'intera area europea rispetto al mese di dicembre, e con un prezzo in discesa nonostante l'andamento del GNL asiatico: durante il mese di gennaio i prezzi *spot* per l'area nord-est asiatica hanno infatti toccato quota 11.50 \$/MMbtu (circa 33 €/MWh), a seguito delle politiche di *switching* da carbone a gas avviate dalla Cina e di una domanda di gas sostenuta per l'intero inverno.

La stagione invernale ha però visto il suo picco in termini di prezzo tra la fine di febbraio e gli inizi di marzo: una perturbazione siberiana si è infatti abbattuta sull'Europa continentale spingendo i consumi a livelli record (la Gran Bretagna ha registrato il 1 marzo un consumo di 405 Mmc, record dal 2010). Gli stoccaggi europei sono intervenuti a colmare il *gap* di domanda, ma si è risentito soprattutto della riduzione in atto degli strumenti di flessibilità disponibili per soddisfare la domanda di punta dei mercati del nord, e in particolare dell'indisponibilità dello stoccaggio britannico Rough, chiuso definitivamente nel giugno 2017, e della riduzione di producibilità del giacimento di Groningen. TTF e NBP hanno superato i 100 €/MWh, ma i prezzi di bilanciamento, in particolare quelli olandesi, sono andati ben oltre, con il valore massimo di 545 €/MWh toccato in un'ora⁴.

Le previsioni di prezzo per il mercato TTF includono il maggior rischio invernale dovuto al decremento della flessibilità residua disponibile per i mercati europei a seguito delle decisioni di riduzione produttiva del giacimento di Groningen, ma anche i nuovi scenari di prezzo delle *commodity* che vengono scaricati direttamente su quella parte dei contratti di approvvigionamento gas ancora indicizzati al petrolio e ai suoi derivati. Lo scenario di riferimento, che tiene in considerazione i valori consuntivi fino al mese di maggio, mostra un prezzo medio intorno a 20.70 €/MWh per l'AT17 e di 21.2 €/MWh per l'AT18, valori che superano quanto prospettato negli scenari *High* dell'*Energy Outlook* n. 7, che includevano parte delle componenti di rischio effettivamente verificatesi nei primi mesi dell'anno ma che tuttavia escludevano una possibilità di rialzo così marcato delle quotazioni del GNL asiatico durante la stagione estiva. Il rialzo degli scenari di *commodity* rispetto al precedente *Energy Outlook* porta poi la previsione per l'AT18 oltre i 21 €/MWh. Gli scenari più rischiosi ipotizzano un prezzo del petrolio Brent in rialzo oltre gli 85 \$/bbl e del carbone API2 sopra i 100 \$/t: il prezzo del gas al TTF risentirebbe di questo scenario in maniera limitata sull'AT in corso, rimanendo leggermente superiore a 21 €/MWh, per salire sopra ai 23 €/MWh nell'AT18, con punte durante i mesi invernali. Un rilassamento dei prezzi globali delle *commodity* e del GNL, insieme a una situazione di sostanziale tranquillità sulla domanda di punta, riporterebbe invece il TTF su valori in linea con gli anni precedenti, intorno ai 20 €/MWh per l'AT17 e sotto i 19 per l'AT18.

MERCATO ITALIANO: DOMANDA IN RIDUZIONE, PETROLIO E GNL INCIDONO SUI PREZZI AL PSV

AUMENTA LA DOMANDA CIVILE, MA RIMANE L'INCERTEZZA SU QUELLA TERMoeLETTRICA

TABELLA 2.1. ITALIA: DOMANDA GAS PER SETTORE (Gmc)

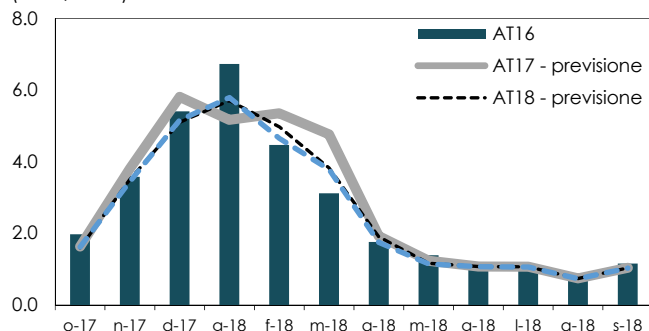
	Reti	Industria	Termo	Altro	Totale
W16	25.3	7.4	14.0	3.0	48.0
S17	7.1	6.8	11.7	1.8	26.3
W17	26.6	7.7	13.1	3.0	48.7
S18*	7.1	6.7	10.0	1.9	24.4
W18*	24.7	7.6	10.9	3.3	44.5
S19*	7.0	6.8	9.9	2.1	24.6
AT16	32.4	14.2	25.6	4.8	74.4
AT17*	33.7	14.4	23.1	4.9	73.2
AT18*	31.7	14.4	20.9	5.4	69.1
W17/16	5.0%	3.8%	-6.1%	-0.4%	1.5%
S18/S17	0.4%	-1.2%	-14.6%	2.8%	-7.1%
17/16	4.0%	1.4%	-10.0%	0.9%	-1.6%
18/17	-5.7%	0.1%	-9.6%	10.8%	-5.6%

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

La stagione invernale dell'AT17 si è chiusa con una domanda gas in Italia pressoché stabile rispetto allo stesso periodo del precedente anno (+1.4%), anche se con andamenti opposti dei singoli comparti. I maggiori effetti positivi di crescita provengono dal comparto civile e dal rimanente volume transitato verso le reti di distribuzione destinato alle piccole imprese e industrie: le temperature in inverno, risultate inferiori rispetto alle medie stagionali per larga parte del primo trimestre 2018, hanno provocato un ingente stimolo dei consumi per fini di riscaldamento (+5% valutato sull'intera stagione invernale. La crescita dei consumi del comparto industriale nell'inverno appena trascorso (+3.8%), benché inferiore rispetto a quella totalizzata tra gli inverni 2015 e 2016 (+9.7%), è da attribuire prevalentemente agli effetti della crescita economica e allo stimolo dei consumi energetici per i settori produttivi maggiormente *energy intensive*. La compensazione arriva dal settore termoelettrico: l'aumento delle importazioni elettriche dalle frontiere nord durante l'inverno (+60%), favorito da una

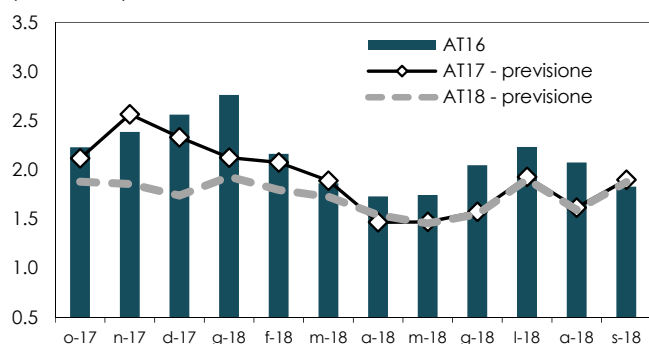
⁴ Per approfondimenti, si veda Newsletter Osservatorio Energia n. 219 - Marzo 2018.

FIGURA 2.4. ITALIA: PREVISIONI DOMANDA RESIDENZIALE (Gmc/mese)



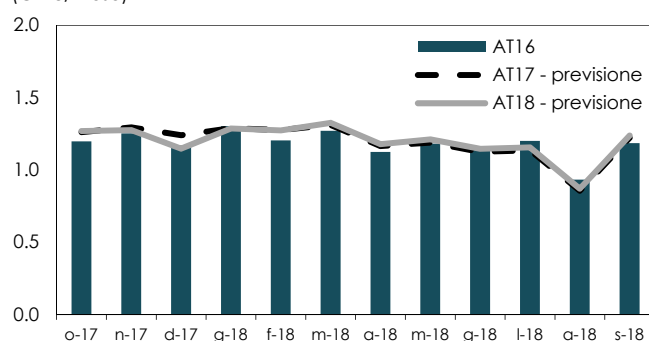
Fonte: dati Snam Rete Gas e previsioni REF-E

FIGURA 2.5. ITALIA: PREVISIONE DOMANDA TERMOELETTRICA (Gmc/mese)



Fonte: dati Snam Rete Gas e previsioni REF-E

FIGURA 2.6. ITALIA: DOMANDA GAS NELL'INDUSTRIA (Gmc/mese)



Fonte: dati Snam Rete Gas e previsioni REF-E

produzione nucleare risultata più stabile e, in misura minore, da un apporto idrico in crescita nel primo trimestre 2018, hanno comportato una riduzione dello spazio per il contendibile a gas (-6.1%).

I consumi nei primi sei mesi dell'anno termico hanno raggiunto i 48.7 Gmc, in salita rispetto alla previsione del precedente *Energy Outlook* - (47 Gmc): tale crescita porta la stima dei consumi per l'intero AT 2017 a 73.2 Gmc, comunque in calo rispetto al gas consumato nell'intero AT16 (-1.6%) a causa, soprattutto, della riduzione della richiesta proveniente dal comparto termoelettrico (23.1 Gmc, -10%), compensata però dall'incremento degli utilizzi civili (33.7 Gmc, +4%) e industriali (14.4 Gmc, +1%). La riduzione della domanda termoelettrica è in linea con lo scenario già prospettato nell'*Energy Outlook* n. 7 di ritorno della producibilità idroelettrica grazie alle intense precipitazioni avvenute durante l'inverno, che esprimono il loro maggiore potenziale produttivo durante i mesi primaverili ed estivi (ovvero la fase di scioglimento degli accumuli nevosi).

Un apporto idroelettrico su valori vicini alle medie stagionali durante l'AT18, in uno scenario di importazioni dall'estero vicine alle medie storiche, porterebbe un ulteriore abbassamento del consumo del comparto termoelettrico (20.9 Gmc, -10% rispetto ai dati pre-consuntivi dell'AT17). Incorporando negli scenari reference un ritorno a una situazione meteorologica e di temperature in linea con le medie stagionali, la domanda del comparto civile diminuirebbe (31.7 Gmc, -6%), mentre sostanziale stabilità si registrerebbe per i consumi industriali (14.4 Gmc), causa soprattutto di un rallentamento della crescita economica durante il 2019. In aggregato, la domanda si porterebbe dunque a livelli precisi nucleari, tornando vicino ai 69 Gmc (-7% rispetto all'AT16 e -5.6% rispetto al pre-consuntivo dell'AT17), sostanzialmente in linea rispetto a quanto prospettato nell'*Energy Outlook* n. 7 (69.7 Gmc).

Gli scenari di alta e bassa domanda mostrano una variabilità media mensile tra i +0.5 e i -0.3 Gmc/mese, che si traduce in uno scenario di maggiore domanda per l'AT18 di circa 5 Gmc rispetto allo scenario *reference*: tale situazione incorporerebbe soprattutto gli effetti di una riduzione delle importazioni dalle frontiere nord, riconducibili alle note problematiche a cui gli impianti di produzione elettrica nucleare francese sono soggetti e che determinerebbe un incremento di domanda gas per la produzione termoelettrica. Con ipotesi di temperature in linea con le medie stagionali, una minore divergenza rispetto agli scenari di riferimento proverrebbe dalla domanda di gas sulle reti per consumi civili, anche se non sono da escludere potenziali picchi di domanda che ne renderebbero volatile l'andamento se valutato su base giornaliera.

LA ROBUSTA DOMANDA DA STOCCAGGIO TRA APRILE E MAGGIO RIBILANCIA LA VIGOROSA EROGAZIONE DELLO SCORSO INVERNO

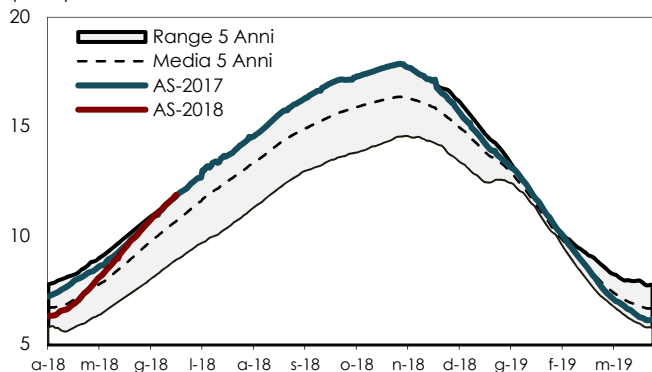
Tra gli effetti delle temperature rigide dell'inverno trascorso si annovera soprattutto l'utilizzo dello stoccaggio e i tassi di utilizzo della capacità rimasti tra febbraio e marzo costantemente intorno ai valori massimi contrattuali. A fine marzo, la giacenza in stoccaggio è risultata inferiore di circa 1 Gmc rispetto a marzo 2017, indice di una potenziale domanda aggiuntiva sui mesi estivi di iniezione di una quantità simile. Le aste per i prodotti stagionali annuali⁵ offerti da Stogit, per le quali non è stata assegnata tutta la capacità offerta, si sono chiuse a un prezzo marginale di 0.437 €/MWh per il prodotto di modulazione di punta, a un prezzo medio ponderato di 0.305 €/MWh per il prodotto uniforme. La differenza tra i due prodotti, oltre che nella tipologia di asta che per lo stoccaggio uniforme è di tipo *pay-as-bid* mentre in quella

⁵ Il prodotto di stoccaggio stagionale permette il riempimento durante tutti i mesi della fase di iniezione, e l'erogazione durante la fase di erogazione, nel rispetto dei vincoli di stoccaggio determinati dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Codice di Stoccaggio.

di punta è a prezzo marginale, consiste soprattutto nel quantitativo di capacità di erogazione disponibile durante la fase invernale: lo stoccaggio di “punta” consente infatti di erogare un quantitativo maggiore di gas durante i periodi dell’anno stagionalmente più freddi, secondo un profilo dettato dal Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE). Tuttavia gli operatori non conoscono con certezza le percentuali del cosiddetto “tunnel di iniezione”⁶, e inoltre le capacità massime di erogazione fissate dal MiSE possono in alcuni casi creare un freno alla flessibilità degli operatori qualora capacità contrattuale massima e punta di domanda non coincidano, situazione accaduta proprio durante lo scorso inverno.

FIGURA 2.7. ITALIA: ANDAMENTO DEGLI STOCCAGGI

(Gmc)



Fonte: GIE

Il tunnel di iniezione, che ha imposto per aprile e maggio una percentuale minima di riempimento rispettivamente del 25% e 43%, ha forzato un ritorno della giacenza a valori in linea con lo scorso anno. Diversa la situazione negli altri paesi europei, dove i vincoli all'utilizzo della capacità per gli operatori sono meno stringenti, e dove permane una giacenza ben al di sotto dei dati degli ultimi anni, segno che i prezzi non favoriscono i riempimenti, fenomeno che in Italia si riflette in prezzo per la capacità relativamente contenuti nelle aste stagionali. In termini di volumi, le iniezioni negli stoccaggi italiani durante i primi due mesi della fase di erogazione sono state in media di 72 milioni di metri cubi al giorno, circa 15 milioni in più rispetto allo stesso periodo dello scorso anno.

Ciò che ha destato interesse tra gli operatori è il nuovo servizio di stoccaggio di tipo di flessibilità *Fast Cycle* previsto dal DM Stoccaggio⁷, che permette di effettuare attività di iniezione ed

erogazione durante tutto l'anno di contratto. Un servizio innovativo per il sistema italiano e che fornisce flessibilità per rispondere in maniera tempestiva a eventuali scostamenti nel bilancio giornaliero tra domanda di punta ed offerta residua. I 300 milioni di metri cubi offerti all'asta da Stogit sono stati completamente assegnati (la capacità richiesta è stata di circa 2 Gmc) a un prezzo medio ponderato di 0.838 €/MWh, costo nel quale gli operatori assegnatari hanno inserito la valorizzazione delle opzionalità incluse nel servizio che dipende non solo dal differenziale tra prezzi estivi e invernali, ma anche dal valore potenziale incorporato nella volatilità di breve termine dei prezzi di mercato

IL PREZZO DEL GAS CONTINUA A RISENTIRE DELLA SALITA DEI PREZZI DEI COMBUSTIBILI E DEL GNL ASIATICO

I prezzi del gas in Italia hanno continuato il percorso rialzista anche durante i primi mesi della stagione *Summer*, a seguito del rialzo dei prezzi delle *commodity* energetiche, sia di dinamiche specifiche dei mercati del gas e del GNL. L'aumento della volatilità registrata durante l'inverno appena trascorso ha inoltre fatto emergere come le dinamiche di riduzione della flessibilità che stanno avvenendo al nord Europa rendano difficile la quantificazione del premio al rischio per il *pricing* di volumi aggiuntivi necessari a soddisfare la domanda, con effetti rialzisti esplosivi che vanno a scaricarsi sui prezzi *hub* e su quelli di bilanciamento.

TABELLA 2.2. PREZZI PREVISIVI REF-E CONFRONTI CON CURVE FORWARD (giugno 2018) (€/MWh)

	PSV-REF	PSV FWD	TTF-REF	TTF FWD	PSV-TTF REF	PSV-TTF Fwd
W16	19.7	19.7	17.9	17.9	1.82	1.82
S17	18.1	18.1	15.8	15.8	2.25	2.25
W17	22.1	22.1	20.0	20.0	2.07	2.07
S18*	23.7	23.3	21.5	21.4	2.19	1.99
W18*	24.6	24.4	22.9	22.5	1.74	1.90
S19*	21.9	20.6	19.5	18.6	2.38	2.10
AT16	18.9	18.9	16.8	16.8	2.03	2.03
AT17*	22.9	22.7	20.8	20.7	2.13	2.03
AT18*	23.3	22.5	21.2	20.5	2.1	2.00
W17/16	12%	12%	12%	12%	14%	14%
S18/S17	31%	29%	36%	35%	-3%	-12%
17/16	21%	20%	23%	23%	5%	0%
18/17	2%	-1%	2%	-1%	-3%	-1%

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

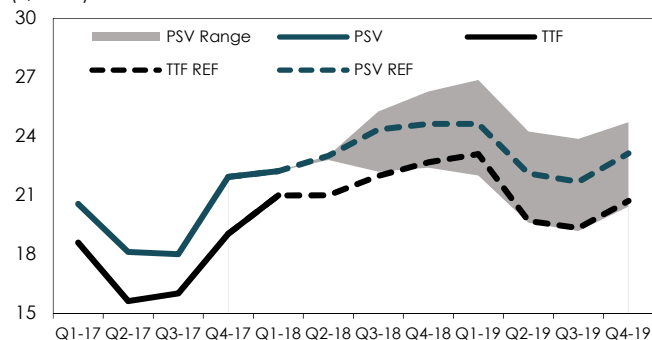
Nello scenario descritto, in cui è difficile attendersi un rientro a breve dei trend rialzisti delle materie prime e in cui permangono rischi elevati di scarsità di fonti di flessibilità a seguito di una domanda sostenuta e di peggioramento dell'offerta interna europea, lo scenario più probabile è che i prezzi *spot* al PSV si mantengano in media attorno ai 23 €/MWh per i prossimi mesi. Le previsioni REF-E si attestano, come già nel precedente *Energy Outlook*, leggermente al di sopra delle attese espresse dai contratti *forward* sul mercato, ma incamerano il permanere dello spread rispetto al prezzo al TTF attorno ai livelli medi recenti di 2 €/MWh.

La domanda invernale da consumi civili e quella estiva da stoccaggio registrata durante i primi due mesi della stagione hanno solo parzialmente contribuito al rialzo dei prezzi del gas, mentre il maggior contributo è provenuto dal rialzo delle quotazioni delle *commodity* energetiche e del GNL scambiato in Asia. I prezzi del petrolio continuano a risentire degli effetti dell'accordo sui tagli concordati dalla OPEC Plus durante questa fase espansiva dell'economia e che sta vedendo un aumento dei

⁶ Il Codice di Stoccaggio prevede che vengano rispettate, onde evitare l'applicazione di penali, percentuali di riempimento minime e massime rispetto allo spazio di stoccaggio acquisito per ogni mese della fase di iniezione, dal mese di aprile al mese di novembre.

⁷ Decreto ministeriale 22 febbraio 2018 - Stoccaggio per il periodo contrattuale 2018 - 2019.

FIGURA 2.8. PREZZI GAS: PREVISIONI vs FORWARD
(€/MWh)



Fonte: elaborazioni storiche su dati Albasoluzioni e Reuters

consumi globali, ma a partire da aprile hanno incorporato alcuni rischi che potrebbero minare il bilanciamento dei mercati, tra cui le conseguenze dell'uscita degli Stati Uniti dall'accordo nucleare iraniano, la riduzione della produzione venezuelana e la stabilità degli accordi Opec⁸. Non si arresta neppure la salita dei prezzi del carbone, che mostra ormai dinamiche di breve non direttamente legate agli andamenti del petrolio: nonostante le *policy* della Cina, il maggior consumatore globale, si muovano in favore di uno *switching* verso il gas naturale, le temperature superiori alle medie stagionali all'inizio della stagione estiva hanno stimolato le importazioni di carbone per la produzione termoelettrica, in una fase di riqualificazione della produzione di energia e di progressiva chiusura delle miniere di qualità meno pregiate. I fattori protagonisti nelle dinamiche dei prezzi gas globali rimangono dunque il GNL e la domanda cinese: i consumi di gas del paese, già cresciuti lo scorso anno del 15% (attestandosi a 237

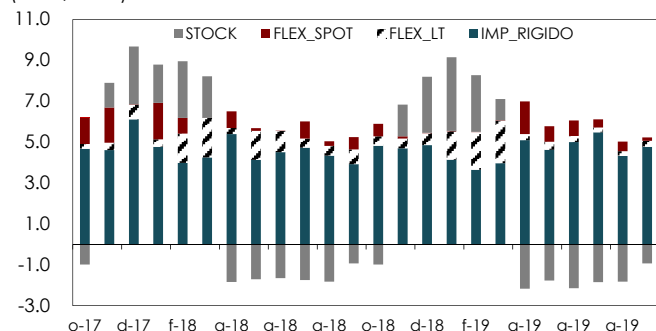
Gmc), hanno continuato a crescere nel primo trimestre 2018 a un tasso del 17%, toccando quota 69 Gmc, richiedendo un'importazione di GNL che è salita rispetto al trimestre 2017 del 59%, per un quantitativo di 16 Gmc, e sono proseguiti a ritmi simili anche nei primi due mesi della stagione estiva. Ma non soltanto crescita della domanda: gli operatori temono infatti che si possa ripetere quanto avvenuto durante lo scorso inverno, durante il quale gli effetti delle politiche di *switching* dal carbone a gas erano risultati ben oltre le attese, determinando uno *shortage* interno che aveva spinto i prezzi fino a valori intorno ai 33 €/MWh.

L'effetto in Europa, e in Italia, delle dinamiche rialziste congiunte registrate nelle *commodity* energetiche, si è riversato sui prezzi del gas agli *hub* con un *lag* temporale: l'indicizzazione dei contratti gas al petrolio, ancora esistente per parte dei volumi importati nel continente europeo, incorpora infatti gli andamenti dei prezzi delle *commodity* alternative con un ritardo tra i sei e i nove mesi. Tuttavia nel comprendere le dinamiche dell'inverno passato, ma anche quelle in corso durante l'avvio della stagione *Summer18* e anticipare i rischi che potrebbero delinearsi durante il prossimo *Winter* è necessario includere nelle valutazioni il prezzo del GNL e le dinamiche di prezzo che avvolgono l'area asiatica. Giappone, Cina, e Corea del Sud rappresentano i tre principali paesi importatori di gas liquefatto al mondo con un'importazione che nel 2017 ha superato i 200 Gmc, e i contratti con formule di *pricing* legate ai prezzi del petrolio rappresentano circa il 60% dei volumi. Dato il rialzo registrato nel prezzo del petrolio in concomitanza con la crescita dei consumi dei primi mesi del 2018 particolarmente concentrata in Cina, gli indici di prezzo del GNL asiatico sono arrivati a toccare quota 29 €/MWh durante il mese di maggio, e gli scenari di breve non mostrano segni di indebolimento. In tali dinamiche si inserisce la situazione europea, con un *pricing* dei carichi di GNL di tipo *spot* che dipenderà dal grado di offerta residuale disponibile in relazione agli andamenti di domanda dei prossimi mesi. Il rischio è minore sull'estate in corso, ma è alto in previsione del prossimo inverno qualora la flessibilità europea residua, già sofferente soprattutto a causa della riduzione della produzione neerlandese di Groningen e della chiusura dello stoccaggio britannico Rough, non riesca a soddisfare eventuali punte di domanda superiori alle attese: in tal caso il premio che gli *hub* europei dovranno mostrare per i carichi *spot* dovrà necessariamente essere consistente con gli andamenti al rialzo del mercato globale del GNL.

VOLUMI RIDOTTI DA GRIES FINO AL 2020, ALGERIA IN RAFFORZAMENTO, E RUSSIA DA PRIMATO

L'AT16 aveva mostrato livelli di importazione record dalla Russia con un volume di 30.5 Gmc, in linea con le previsioni dell'AT17 (30 Gmc) che tengono conto delle importazioni effettive registrate fino al mese di maggio. Il mese di gennaio 2018 è stato caratterizzato da un differenziale negativo tra i prodotti *day-ahead* e le quotazioni del mese di febbraio, caratteristica che aveva indotto a una riduzione dei flussi da Tarvisio compensati da un aumento di quelli algerini transitati da Mazara. Tuttavia, il ritorno delle temperature fredde e l'aumento dei consumi superiore alle attese ha, nei mesi di febbraio e marzo, indotto a un apporto di gas naturale rilevante da entrambi i punti (per un totale aggregato di circa 9.3 Gmc), mentre le importazioni da Gries hanno continuato a soffrire di un differenziale non adeguato per la copertura dei costi logistici di importazione. Per la restante parte dell'AT17, i risultati del modello I-GaMe mostrano che da Mazara transiterà un flusso che permetterà di raggiungere un volume importato in linea con quello dell'AT precedente (18.5 Gmc contro i 18.7 Gmc importati nell'AT17), a dimostrazione di un cambio di rotta della politica algerina nelle esportazioni che non toccavano valori simili dall'AT11, anno in cui erano stati superati i 19.6 Gmc. Per il secondo anno consecutivo, il profilo di importazione di Mazara ha mostrato una flessione negativa a partire dal mese di aprile: è l'effetto delle rinegoziazioni del contratto vigente tra Eni e Sonatrach che prevede, oltre a una componente di aggiustamento dei prezzi legata al PSV, anche una profilatura stagionale. Sono intervenuti a sostituzione dei flussi, oltre che da Tarvisio, anche da Passo Gries: le importazioni dal nord Europa hanno toccato nel mese di maggio un volume di circa 1.3 Gmc, valore massimo da dicembre 2015 (quando non era ancora attiva la manutenzione sul gasdotto TENP che intacca

⁸ Per approfondimenti vedasi il Capitolo 1 "Scenario Macroeconomico e Commodity".

FIGURA 2.9. PREVISIONE IMPORT E STOCCAGGIO
(Gmc/mese)

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

TABELLA 2.3. PREVISIONI DI QUOTA SPOT E DI IMPORT LONG TERM
(giugno 2018) (Gmc)

Gmc	IMPORT LT RIGIDO	FLEX LT	FLEX SPOT	Totale
AT 17	55.4	9.4	8.2	73.2
AT 18	55.4	8.6	5.0	69.1

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

TABELLA 2.4. EFFETTO SULLO SPREAD PSV/TTF DI PREZZI OIL E LIVELLO
DI DOMANDA RELATIVI A SCENARI REF-E, HIGH E LOW (€/MWh)

AT 2017	PSV BASE	PSV HIGH	PSV LOW
TTF BASE	2.12	2.34	1.52
TTF HIGH	1.74	1.97	1.15
TTF LOW	2.76	2.98	2.16

AT 2018	PSV BASE	PSV HIGH	PSV LOW
TTF BASE	2.06	4.11	-0.41
TTF HIGH	-0.13	1.92	-2.59
TTF LOW	4.70	6.75	2.23

Fonte: Previsioni REF-E

importazione del 10% circa e, contestualmente, diminuiranno quelli di uscita dalla RN del 2% circa. L'effetto però maggiore sullo *spread* PSV-TTF è dato dalla componente γ_{Fuel} a copertura del gas di autoconsumo: dopo la salita nel 2018 di più del 2000% rispetto alle tariffe 2017 fino a un valore percentuale dello 0.22% circa, nel 2018 la componente è stata portata a 0.51%. In termini di impatto sui costi di entrata da Passo Gries, includendo l'incremento del costo fisso di entrata e con una valutazione basata su un tasso di utilizzo della capacità dell'80%, l'aumento è di poco meno di 10 €/cent/MWh rispetto alle tariffe attuali. Tenendo conto del fatto che l'aggiornamento tariffario della componente fissa e del γ_{Fuel} avevano decretato nel 2018 una sostanziale invarianza del costo di importazione da Gries¹⁰, la valutazione finale delle modifiche tariffarie nel periodo transitorio è negativa se valutata rispetto ai costi di approvvigionamento dal nord Europa, tenendo in particolare conto del fatto che la ripartizione 40/60 aveva tra gli altri l'obiettivo di riduzione del differenziale logistico con i mercati del nord.

Novità importanti sui processi di definizione dei rapporti commerciali tra UdB e UdD¹¹ potranno vedere la luce all'avvio dell'AT19. Si tratta degli effetti del DCO 114/2018 nel quale si prospetta un cambio radicale dei processi di prenotazione di capacità sui punti di uscita e di riconsegna della rete di trasporto, verso un sistema automatizzato basato sulla valutazione del prelievo potenziale dei PdR sottesi. Nella disciplina attuale, i punti di uscita dalla rete di trasporto si dividono in due tipologie: i punti di uscita dalla rete nazionale, che sono punti virtuali a cui è associata una tariffa differenziata per zona, e i punti di riconsegna della rete di trasporto coincidenti con i *city gate* connessi alla rete di distribuzione, a cui è invece applicata una tariffa unica a livello nazionale (corrispettivo per la rete regionale). Ambedue i corrispettivi sono fissati in base alla capacità prenotata e indipendente dai volumi effettivamente trasportati. Gli UdB che hanno rapporti commerciali con gli UdD possono ottimizzare il costo di capacità di trasporto prenotando sui *city gate* un quantitativo di capacità inferiore rispetto alla somma delle quantità totali prenotate.

⁹ Pubblicato con la Delibera 306/2018/R/gas.¹⁰ Per approfondimenti, vedasi il commento sul tema nell'*Energy Outlook* n. 7.¹¹ Con UdB si fa riferimento agli Utenti del Bilanciamento, i soggetti che hanno sottoscritto un Contratto di Trasporto e possono accedere, secondo la disciplina vigente, ai processi di conferimento di capacità sui punti di uscita della rete. Con UdD si fa riferimento agli Utenti della Distribuzione, i soggetti controparti commerciali che forniscono un Punto di Riconsegna (PdR) della rete di distribuzione e diventano automaticamente sottoscrittori di un contratto di distribuzione.

BOX 2.2. RIVISTE AL RIBASSO LE PREVISIONI DEL COSTO LOGISTICO

Il costo della logistica per le centrali termoelettriche, pur rappresentando una piccola parte del prezzo totale del combustibile, ha negli ultimi anni assunto una maggiore variabilità guidata in primis dagli andamenti incerti della componente REt. Questa è formata da due componenti (la prima a copertura dei costi per il teleriscaldamento e per gli interventi di efficienza energetica nell'edilizia pubblica, la seconda per la copertura del conto per lo sviluppo tecnologico industriale) il cui valore è definito dalla legislazione e dunque non soggetto a aggiornamento periodico da parte dell'ARERA, e da una parte a copertura dei costi dei meccanismi di promozione dell'efficienza energetica e dello sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, aggiornate trimestralmente in base all'andamento dei costi sostenuti per l'incentivazione.

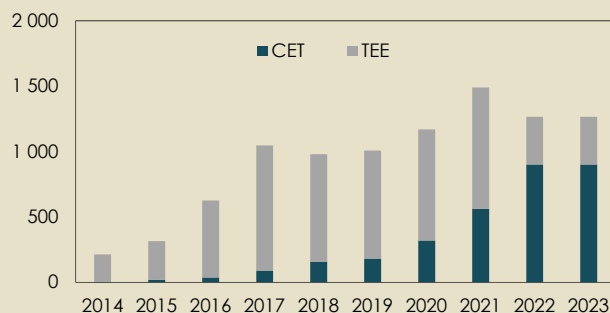
Quest'ultima componente è lievitata nel corso degli ultimi mesi a seguito del forte rialzo dei prezzi dei certificati bianchi (TEE, titoli di efficienza energetica). A fronte delle preoccupazioni per i possibili rialzi, l'ARERA (delibera 172/2018) è intervenuta sul tema fissando la componente REt per i prossimi mesi del 2018 e per il primo trimestre 2019, su livelli rispettivamente di 1.33 e di 1.594 €cent/Smc. Diversi sono i fattori che, nonostante l'aumentare consistente dei prezzi dei TEE, possono indurre alla prudenza nella previsione della REt.

In primo luogo l'aumento dei costi è parzialmente compensato dagli aumenti di domanda di gas. Inoltre se la motivazione dei rincari dei TEE è spigata dalla scarsità dell'offerta, questo è anche perché alcuni TEE rilasciati in passato, risultati non dovuti a seguito di verifiche, sono stati ritirati, in alcuni casi anche con l'applicazione di multe: solo per il 2017 ammonterebbero secondo il GSE a 95 milioni di euro. A ciò si aggiunga che proprio a fronte degli elevati prezzi, i distributori hanno acquistato il minimo consentito per rispettare gli obblighi sfruttando al massimo la flessibilità concessa e rimandando quanto più possibile gli acquisti al futuro. Questi due fattori contribuiscono a ridurre il costo da recuperare nel breve periodo attraverso la componente. Infine, è da qualche tempo allo studio un intervento correttivo da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, che dovrebbe fissare un *cap* al contributo tariffario e ai prezzi a 250 €/tep. Nell'attesa della ufficializzazione dell'intervento (bloccato forse anche dall'avvicendamento governativo) il mercato ne ha anticipato gli effetti, spostandosi proprio su un prezzo intorno ai 250 €/tep, contro livelli che durante il mese di febbraio avevano superato anche i 450 €/tep.

Rispetto alle tariffe prospettate nel precedente *Energy Outlook*, la componente REt fissata dall'ARERA discosta di 0.11 €cent/Smc per il 2018 e di 0.06 €cent/Smc per il primo trimestre 2019, presupponendo un'evoluzione tariffaria non lontana da quella che si sarebbe potenzialmente potuta verificare in condizioni di mercato dei TEE meno volatili.

Nelle nuove previsioni, oltre a recepire le novità normative, sono stati aggiornati i prezzi dei TEE per la valorizzazione delle quote d'obbligo e rimodulati gli obblighi futuri spalmandoli su più anni, incamerando anche gli effetti dell'atteso decreto ministeriale. Ne deriva una spesa, da recuperare attraverso la componente REt, per il 2018 in discesa rispetto al 2017 e di poco superiore a 800 milioni

FIGURA 1. SPESA TOTALE PER INCENTIVAZIONE EFFICIENZA ENERGETICA - STIMA (Milioni di euro)



Fonte: elaborazioni REF-E

di euro, ma che tende a accumularsi verso la fine del meccanismo. Per la spesa totale per l'efficienza si devono poi aggiungere i costi per il conto energia a termine, che stanno rapidamente aumentando (potrebbero superare i 150 milioni di euro secondo le nostre stime nel 2018) e che potrebbero esplodere nei prossimi anni se venissero riviste le detrazioni fiscali per le ristrutturazioni energetiche. L'aggiornamento dei dati descritto porta a ribassare le stime rispetto alle precedenti pubblicate nell'*Energy Outlook* n. 7, con la REt comunque in aumento rispetto ai valori attuali che si attesta a circa 1.73 €cent/Smc nel 2019, e a circa 1.92 €cent/Smc nel 2020.

Attraverso tale operazione, è possibile sfruttare il cosiddetto “effetto portafoglio”, traendo beneficio dalla bassa probabilità che tutti i clienti forniti consumino la punta massima nello stesso giorno. Nella nuova disciplina prospettata nel DCO citato, l’attività di ottimizzazione non sarebbe più possibile: la proposta consiste non solo nell’accorpamento dei punti di uscita e riconsegna in un unico prodotto *bundled* a tariffa distinta per *city gate*, ma anche nell’assegnazione automatica all’UdB della capacità di trasporto in uscita sulla base delle caratteristiche dei clienti sottesi al PdR. Tale novità nei processi è consentita dall’allargamento delle attività in capo al Sistema Informativo Integrato nel settore del gas naturale e dalle nuove informazioni che è necessario includere nei processi di *switching*, tra cui l’UdB, la capacità di trasporto associata a un PdR e la frequenza della misura. Accorpamento dei punti di uscita e assegnazione automatica della capacità semplificano notevolmente i processi attualmente esistenti (prenotazione, mappatura) e potrebbero ridurre le opportunità di vantaggio in capo agli UdB con un numero di PdR sottesi maggiore. Tuttavia rimangono aperti dubbi non chiariti dal DCO, legati in particolare alla valorizzazione dei benefici del nuovo assetto sia per il sistema che per gli *shipper*. Se da un lato il sistema nel suo complesso dovrebbe beneficiare di un assetto di regole più eque applicate in maniera indifferenziata a tutti gli UdB e di un costo di trasporto in uscita conosciuto in anticipo rispetto all’avvio dell’anno termico, diventa dal punto di vista dell’UdB un possibile incremento di costo, legato al fatto che dovrebbe accettare d’ufficio della capacità di trasporto senza poter attuare politiche di gestione di portafoglio e di rischio, attualmente gestite attraverso la valutazione della migliore ottimizzazione della capacità tenendo in considerazione le penali di supero di capacità.

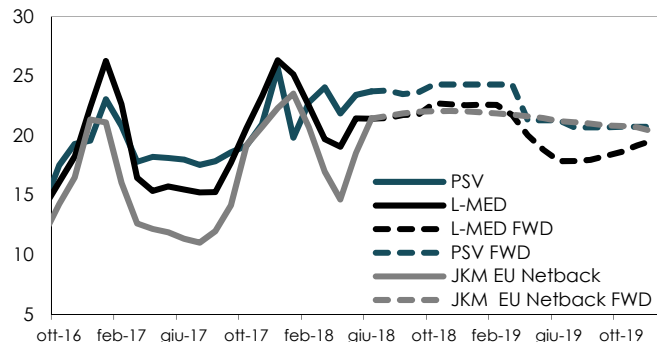
LE INCERTEZZE SULLE IMPORTAZIONI DI GNL IN ITALIA PERMANGONO

Nei primi sei mesi dell’anno termico 2017, le importazioni italiane di GNL sono risultate in crescita del 17.4% rispetto allo stesso periodo dell’AT16 (3.4 Gmc contro 2.8 Gmc), con un picco durante il mese di marzo, con oltre 730 Mmc importati complessivamente e il record di immissione in rete fatto registrare proprio il 1 marzo (42.7 Mmc), in concomitanza dell’arrivo dell’inusuale ondata di gelo che ha colpito l’intero continente europeo sul finire dell’inverno. Oltre il 95% dei carichi giunti in Italia tra ottobre e marzo è da ricondursi all’attività del terminale Adriatic LNG di Rovigo, che ha contribuito alla crescita delle importazioni con oltre 500 Mmc aggiuntivi (oltre l’80% dei volumi addizionali). Il forte impulso alle importazioni durante il mese di marzo è stato giustificato dal ritorno a una maggiore convenienza da parte del GNL nei confronti del gas tradizionale, dopo che nei mesi centrali dell’inverno le altissime quotazioni (oltre i 30 €/MWh) del gas liquefatto sui mercati asiatici avevano spinto al rialzo anche quelle europee, portando a una generale diminuzione delle richieste *spot* provenienti dal Vecchio Continente. Le attuali quotazioni del GNL sui mercati asiatici, sostenute dall’alto prezzo del petrolio e del carbone, hanno nuovamente fornito supporto ai prezzi del gas liquido scambiato in Europa, riassottigliandone il differenziale con le quotazioni (che rimangono comunque alte) del gas tradizionale. In più, gli andamenti *forward* mostrano una convergenza quasi totale tra i valori assoluti del GNL scambiato in Europa e nel Far East, indicando implicitamente che la maggiore convenienza per i produttori a esportare verso la regione estremo orientale deriverà maggiormente dall’ottimizzazione di portafoglio e dei connessi costi logistici di *shipping* che gli operatori globali saranno in grado di mettere in pratica.

In Italia, a partire dal mese di aprile, sono entrate in vigore le nuove regole per l’assegnazione di capacità di rigassificazione mediante procedure d’asta¹², attraverso le quali è stato finora assegnato un solo *slot* di scarica presso il rigassificatore toscano OLT. Benché il Regolamento¹³ preveda che non vengano pubblicati né i dati di partecipazione ai mercati né quelli di assegnazione qualora il numero di partecipanti assegnatari alle procedure sia inferiore a tre, è stato comunicato che durante la prima procedura di assegnazione, che si è svolta nel mese di maggio, sono state presentate una pluralità di offerte di richiesta di capacità, risultate

tuttavia inferiori al prezzo di riserva previsto per le capacità infra-annuali. Tale situazione, che è stata successivamente confermata dall’ARERA, si è tradotta nell’aggiornamento dei criteri per la definizione del prezzo di riserva¹⁴, anche alla luce della comunicazione inoltrata a fine maggio da OLT all’Autorità stessa per rivedere la situazione e richiedere una revisione delle regole al fine di massimizzare la capacità allocata. Dopo i dubbi, avanzati anche da REF-E, sulla possibilità che un prezzo di riserva applicato alla capacità di rigassificazione potesse riflettere in maniera repentina i movimenti dei mercati *spot* (tenendo conto del fatto che attualmente sul mercato non esistono indici di consenso utilizzati per il *pricing* dei carichi), si presume che gli interventi dell’Autorità vadano a definire in maniera più corretta un prezzo minimo equo per le importazioni di GNL a pronti, onde evitare ulteriori penalizzazioni competitive per i porti italiani rispetto agli altri rigassificatori del Mediterraneo.

FIGURA 2.10. ANDAMENTO DELL'INDICE L-MED E CONFRONTO CON PSV E JKM



Fonte: elaborazioni REF-E e dati Albasoluzioni e Reuters

¹² Per approfondimenti vedasi Newsletter Osservatorio Energia n. 220 - Aprile 2018.

¹³ Regolamento PAR approvato con Deliberazione 111/2018/R/gas.

¹⁴ Delibera 308/2018/R/gas.

OUTLOOK PER IL MERCATO ELETTRICO

PUN IN AUMENTO NEL 2018, AUMENTANO I COSTI PER I TERMOELETTRICI

LA PREVISIONE PER IL 2018

TABELLA 3.1. PUN BASELOAD ANNUO E COMPONENTI DEL PREZZO

	2017 consuntivo	2018 EO7	2018 EO8**	2019 EO8
PUN	54.0	50.4	59.9	59.8
Prezzo gas (€/MWh) ⁽¹⁾	19.6	19.7	23.6	22.9
Costo variabile fuel: impianto a gas (€/MWh) ⁽²⁾	44.7	45.6	53.3	52.5
Prezzo carbone (\$/t) ⁽³⁾	83.1	85.0	91.3	89.0
Costo variabile fuel: impianto a carbone (€/MWh) ⁽⁴⁾	35.5	34.4	36.0	35.4
Prezzo carbonio (€/tCO ₂ eq)	5.8	8.7	15.3	17.3
Onere ETS:				
- impianti CCGT (€/MWh) ⁽⁵⁾	2.2	3.3	5.8	6.5
- impianti a carbone (€/MWh) ⁽⁶⁾	5.6	8.3	14.7	16.6
CSS (€/MWh)	7.1	1.5	0.8	0.8
CDS (€/MWh)	12.9	7.6	9.2	7.9

* Prezzi consuntivi fino al 10 giugno 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

Per l'anno corrente la nuova previsione del PUN si attesta a 59.85 €/MWh¹ (Tabella 3.1). Essa risulta più elevata sia di quella elaborata a marzo 2018 per il precedente *Energy Outlook* (50.36 €/MWh), sia del risultato consuntivo del 2017 (53.95 €/MWh), corrispondente ad un aumento di circa l'11%. Questa crescita stimata del prezzo elettrico italiano, già parzialmente visibile nei dati consuntivi dei primi mesi del 2018, va compresa alla luce delle ipotesi sottostanti, in primis la salita dei prezzi dei combustibili (carbone e gas) e dell'ETS, che hanno di conseguenza determinato una crescita del prezzo offerto dalle tecnologie marginali. Le previsioni di riferimento assumono inoltre un ritorno alle normali condizioni di mercato in termini di volumi importati e producibilità rinnovabile (quest'ultima guidata da un ripristino delle condizioni di idraulicità su valori medi degli ultimi dieci anni), fattori contingenti che avevano caratterizzato gli andamenti del prezzo e della volatilità del mercato nel 2017².

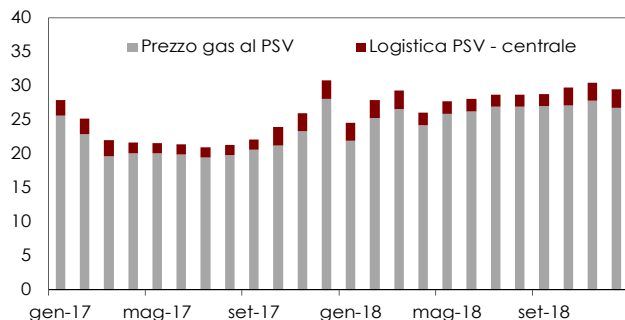
Nello specifico, sono diversi i motivi sottostanti a questo repentino cambiamento nei livelli di prezzo, riconducibili a tre principali fattori:

- la salita dei prezzi delle *commodity* energetiche e gli effetti rialzisti sul prezzo gas al PSV, la cui previsione è stata rivista al rialzo di circa 3.90 €/MWh rispetto al precedente *Energy Outlook*. L'effetto finale sul PUN è di un incremento dei costi variabili di generazione per l'impianto marginale (CCGT con efficienza netta al 53%), e dell'aumento delle offerte degli operatori sui mercati elettrici
- la modifica dell'equilibrio sui mercati della CO₂ con conseguente balzo degli oneri ETS³, che ha determinato un rialzo della previsione per il 2018 a 15.27 €/tCO₂eq, rispetto a 8.71 €/tCO₂eq dell'*Energy Outlook* n. 7. Questo rialzo si riflette sul PUN tramite il medesimo *pass through* del prezzo gas al PSV, cioè incrementando i costi variabili della tecnologia marginale
- il sostegno ai prezzi dovuto al progressivo aumento della domanda elettrica che nei primi 4 mesi dell'anno ha accumulato un aumento di 1.7% rispetto allo stesso periodo del 2017 ed è prevista a 321 TWh sull'intero 2018, in aumento anche rispetto alla previsione dell'ultimo *Energy Outlook*.

Lo scenario *Reference* tuttavia, i cui risultati sono oggetto di discussione in questo Capitolo, non considera l'ipotesi di un calo delle importazioni simile a quello osservato nel 2017, in particolare a seguito della revisione dei *target* produttivi 2018 della produzione nucleare francese rivisti al rialzo fino a 395 TWh per il 2018, contro una produzione effettiva nel 2017 di 375 TWh, il valore di output nucleare minore dal 1992, che aveva contribuito a determinare un calo delle importazioni italiane dalle frontiere nord.

Nel mese di gennaio la disponibilità del parco nucleare francese era già tornata a livelli tali da rendere il volume delle importazioni italiane in linea con quello di gennaio 2016. L'ipotesi di un ritorno al normale sfruttamento della *Net Transfer Capacity* in import, quindi, sembra quella maggiormente accreditabile. Nonostante ciò, nel capitolo successivo verrà considerata anche questa ipotesi e ne verranno analizzate le conseguenze sul mercato elettrico di una sua realizzazione.

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



Fonte: Platts, ARERA e previsioni REF-E

¹ Valore medio annuo è inclusivo dei dati storici fino al 10 giugno 2018.

² Le previsioni di prezzo elettrico orario sono state svolte utilizzando il modello econometrico "STEP" di proprietà di REF-E. Esso si compone di 24 equazioni giornaliere, una per ogni ora. La metodologia utilizzata è quella dello State Space Model, che incorpora un'equazione di lungo periodo con aggiustamenti di breve termine. Il sistema generale viene risolto dopo aver svolto, per ogni equazione, una selezione stepwise dei diversi ritardi, anche cross-equation, delle variabili esplicative.

³ Per maggiori dettagli, vedasi l'approfondimento disponibile in questo *Energy Outlook*.

I PREZZI FUTURES

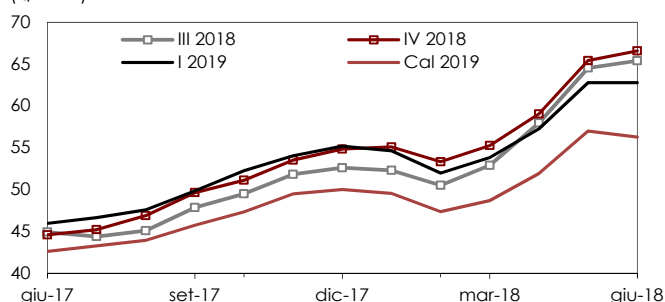
La previsione di prezzo presentata risulta in linea con le quotazioni dei mercati a termine⁴. Su questi mercati, il *trend* atteso è quello di una risalita dei prezzi nel terzo e quarto trimestre 2018, con una flessione nel Q1 2019. Le previsioni REF-E mostrano uno *spread* positivo tra il quarto trimestre 2018 (Q4 18) e il

Q1 19 in linea con le quotazioni dei mercati. È previsto invece, in media, un allineamento tra le quotazioni degli ultimi due trimestri del 2018, diversamente da quanto incorporato nelle quotazioni *futures* che incorporano un premio sul Q4 18 rispetto al trimestre precedente. Le previsioni incorporano infatti un'ipotesi di maggiore volatilità del prezzo elettrico durante il mese di luglio, che ne provocherebbe una salita dei livelli di prezzo particolarmente accentuata.

Il *trend* generale dei prodotti futures indica un forte rialzo da inizio anno, infatti le quotazioni attuali dei prodotti analizzati rispetto a quelle di gennaio hanno subito variazioni tra il 14% e il 25%. La revisione al rialzo delle aspettative è da ricondursi principalmente alle variazioni registrate sui mercati *spot* e *futures* dei prezzi dei combustibili.

FIGURA 3.2. EEX FUTURES TRIMESTRALI*

(€/MWh)



* Ultimo dato 1 giugno 2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

TABELLA 3.2. PUN 2017 MENSILE PER FASCIA ORARIA*

(€/MWh)

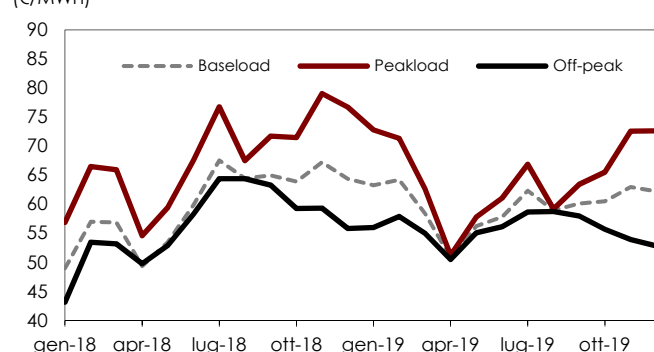
	Baseload	Peakload	Off-peak	Festivo
gen-18	49.0	56.9	43.2	46.4
feb-18	57.0	66.5	53.5	49.5
mar-18	56.9	65.9	53.2	50.4
apr-18	49.4	54.6	49.8	44.5
mag-18	53.5	59.5	52.9	46.8
giu-18	59.9	67.6	58.3	52.7
lug-18	67.6	76.8	64.4	60.0
ago-18	64.5	67.5	64.4	60.9
set-18	65.0	71.7	63.3	59.9
ott-18	63.9	71.5	59.3	59.7
nov-18	67.2	79.1	59.3	62.7
dic-18	64.4	76.7	55.8	61.4
2018	59.9	67.9	56.5	54.6

*Valori consuntivi fino al 10 giugno 2018

Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

FIGURA 3.3. PUN 2018 MENSILE PER FASCIA ORARIA

(€/MWh)



Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

IL DETTAGLIO DELLA PREVISIONE PER MESE, FASCIA E ZONA

I PREZZI MENSILI

L'andamento del PUN *baseload* (Tabella 3.2 e Figura 3.3) nei prossimi mesi mostrerà un *trend* positivo seguito da una situazione di stabilità: alla forte risalita attesa per il mese di luglio, picco annuale previsto a un livello di 67.56 €/MWh, farà seguito, negli ultimi mesi dell'anno, un periodo di stabilizzazione del prezzo medio mensile.

Il differenziale fra le ore di picco e quelle *off-peak* sarà in media annuale di 11.5 €/MWh e la distanza fra i due si amplierà negli ultimi mesi dell'anno, con un andamento in risalita del prezzo nelle ore di picco a fronte di un *trend* negativo nelle ore *off-peak*, mentre in quelli estivi possiamo attenderci un differenziale più contenuto.

LA MARGINALITÀ DEGLI IMPIANTI A GAS E A CARBONE

Il *Clean Spark Spread* (CSS)⁵ (Figura 3.4), la misura della marginalità degli impianti CCGT, si assesterà secondo le previsioni REF-E a circa 0.78 €/MWh nel 2018, un valore più contenuto rispetto a quanto registrato lo scorso anno, in cui la marginalità media per gli impianti CCGT era stata di 7.06 €/MWh. I motivi di tale ridimensionamento sono da ricondursi in parte a quanto eccezionalmente accaduto nel 2017 in termini di contendibile termoelettrico, in parte al ridimensionamento della producibilità rinnovabile del 2018 e ai dati consuntivi dei primi mesi dell'anno. La scarsa produzione idroelettrica del 2017 infatti, insieme alla riduzione delle importazioni dalla Francia, aveva incrementato lo spazio per il contendibile termoelettrico, con effetti positivi sulla marginalità di tali impianti. Nei primi cinque mesi dell'anno invece, il ritorno della produzione da fonte idroelettrica ha ridotto lo spazio per la produzione a CCGT,

e pertanto il costo del gas metano non è stato riversato interamente sul prezzo elettrico: ne è conseguito un CSS medio da gennaio a maggio 2018 negativo, a circa -2.19 €/MWh. Le previsioni per i prossimi mesi dell'anno, al contrario, evidenziano che, su base *baseload*, i costi variabili dei CCGT saranno pienamente coperti, grazie a un prezzo elettrico maggiore rispetto ai primi mesi dell'anno giustificato in maniera preponderante da un aumento della domanda elettrica che lascerà maggiore spazio a quella contendibile.

⁴ Quotazioni dei prodotti futures registrate sulla piattaforma EEX fino al 01/06/2018.

⁵ Differenza fra il PUN medio e il costo variabile complessivo (*fuel*+logistica ed ETS) di un CCGT con efficienza 53%.

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

	Baseload	Peakload	Off-peak	Festivo
gen-18	-0.5	7.4	-6.3	-3.0
feb-18	0.9	10.4	-2.6	-6.6
mar-18	-2.6	6.5	-6.3	-9.1
apr-18	-4.7	0.6	-4.3	-9.5
mag-18	-4.1	1.8	-4.7	-10.8
giu-18	0.4	8.1	-1.2	-6.9
lug-18	6.3	15.6	3.2	-1.2
ago-18	3.3	6.4	3.3	-0.3
set-18	4.1	10.8	2.4	-1.0
ott-18	1.2	8.7	-3.5	-3.1
nov-18	3.1	14.9	-4.8	-1.5
dic-18	2.0	14.3	-6.6	-1.0
2018 Media annua	0.8	8.8	-2.6	-4.5

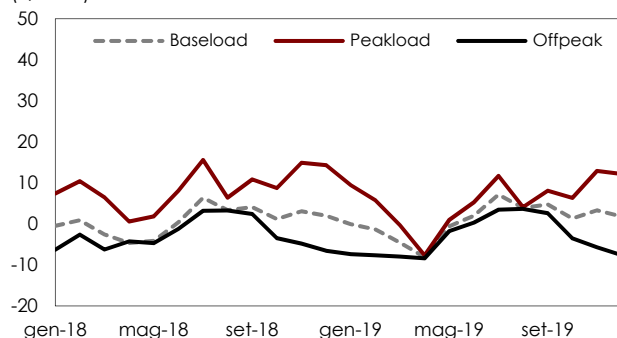
Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

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

	Baseload	Peakload	Off-peak	Festivo
gen-18	3.3	11.2	-2.5	0.7
feb-18	11.0	20.5	7.5	3.5
mar-18	12.7	21.7	9.0	6.1
apr-18	5.0	10.2	5.4	0.1
mag-18	7.5	13.5	7.0	0.9
giu-18	7.0	14.7	5.5	-0.2
lug-18	11.4	20.6	8.2	3.8
ago-18	8.5	11.6	8.5	4.9
set-18	10.4	17.1	8.7	5.3
ott-18	9.6	17.2	5.0	5.4
nov-18	13.0	24.8	5.1	8.5
dic-18	10.1	22.5	1.6	7.1
2018 Media annua	9.1	17.1	5.7	3.8

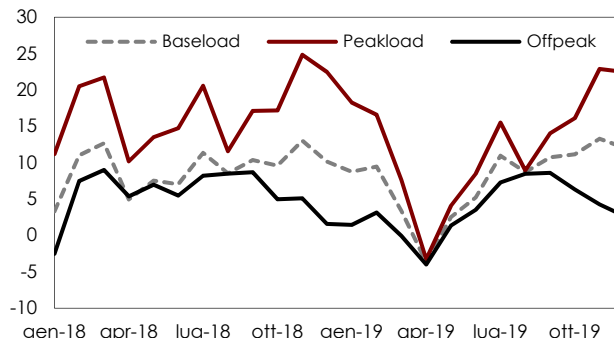
Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

FIGURA 3.4. CSS MENSILE PER FASCIA ORARIA
(€/MWh)



Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

FIGURA 3.5. CDS MENSILE PER FASCIA ORARIA
(€/MWh)



Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

Dalla **Tabella 3.3** si nota che, nel terzo trimestre dell'anno, la marginalità prevista è, in media mensile, positiva in tutte le fasce orarie. Nell'ultimo trimestre dell'anno, invece, la marginalità ottenibile nelle ore di picco più che compensa quella nelle ore di *off-peak* e durante i festivi.

Al contrario, la previsione per i primi mesi del 2019 mostra un'inversione di questo *trend*, riportando valori di *Clean Spark Spread* negativi. Per la seconda metà dell'anno, invece, si prevede un ritorno verso il completo recupero dei costi da parte degli operatori.

Per gli impianti a carbone, invece, la marginalità attesa è misurata tramite il *Clean Dark Spread* (CDS)⁶, la cui previsione si attesta in media annua a 9.13 €/MWh per il 2018, in discesa rispetto a quanto registrato nel 2017 (12.89 €/MWh). Rispetto alle previsioni dell'*Energy Outlook* n. 7, il livello medio dell'indicatore per il 2018 è stato rivisto al rialzo, a causa sia dei valori consuntivi di marginalità registrati a inizio anno, sia delle previsioni positive di domanda elettrica.

L'ECONOMIA SOSTIENE I CONSUMI, LA PRODUZIONE IDROELETTRICA RIDISEGNA IL MIX DI GENERAZIONE

La previsione REF-E della richiesta elettrica per il 2018 è di 320.9 TWh ma di 3.7 TWh superiore alla previsione dell'*Energy Outlook* n. 7. Tale scostamento è il risultato di:

- un livello di consumo durante i primi quattro mesi dell'anno superiore di 1.7 TWh rispetto allo stesso periodo del 2017
- crescita del PIL dell'1.4%, in linea con il 2017 (1.5%).

La previsione include invece temperature in linea con la media degli ultimi cinque anni, dunque in calo rispetto a quanto registrato nel 2017. Per il 2019, come discusso nel Capitolo 1, si prevede una flessione del tasso di crescita medio annuo dell'economia a quota 0.9%, ma le previsioni di richiesta elettrica rimangono in linea con quelle del 2018.

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

A fronte di un aumento di domanda, il *mix* di generazione elettrica previsto risulta molto diverso rispetto a quello del 2017, e la tecnologia che nel 2018 ne ridisegnerà maggiormente la composizione sarà l'idroelettrico. Il 2017 è stato un anno caratterizzato da una forte siccità che ha determinato un abbattimento dei livelli di invaso dei bacini idrici e provocato di conseguenza una contrazione della produzione idroelettrica (la più bassa degli ultimi dieci anni); al contrario, per l'anno in corso si sono verificate cospicue precipitazioni che hanno sostenuto la produzione idroelettrica consuntiva nei primi mesi dell'anno, e ridimensionato la producibilità prospettica per i prossimi mesi, arrivando a una stima finale più elevata di circa 9 TWh rispetto a quanto raggiunto nel 2017. Nell'*Energy Outlook* n. 7, era già stato anticipato come gli accumuli nevosi fossero superiori alla media degli ultimi 10 anni: l'avvio della fase di scioglimento delle nevi ha dunque effettivamente portato a un aumento della disponibilità idrica.

Per questo anno la previsione REF-E di generazione idroelettrica al netto dei pompaggi si attesta a 45.3 TWh ed è stata determinata a partire dai dati consuntivi di produzione dei primi quattro mesi dell'anno⁷ e dal livello degli invasi di maggio 2018, e includendo l'ipotesi di un aumento del livello degli invasi a fine anno maggiore rispetto a quello di inizio anno di circa 1 TWh. Le previsioni per il 2019 confermano questo cambio di rotta e risultano maggiori rispetto a quelle del 2018 in seguito a due ipotesi: il ritorno a un livello usuale di invasi; un aumento, seppur ridotto, di capacità installata.

La previsione per il 2018 relativa allo scenario *Reference* della produzione netta da fonti rinnovabili si attesta nel complesso a 112 TWh, (circa 9 TWh in più rispetto al dato del 2017). Questo aumento, come si può ben comprendere, è attribuibile totalmente all'incremento della produzione idroelettrica appena discusso, mentre la produzione di eolico e solare rimane sostanzialmente allineata ai dati dello scorso anno, con qualche minima variazione dovuta ai dati consuntivi dei primi quattro mesi. Le stime di produzione da fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico sono determinate sulla base del *load factor* medio degli ultimi cinque anni e sulle ipotesi di evoluzione della capacità installata per ciascuna categoria. Per queste tecnologie l'attuale capacità installata è ridotta rispetto a quella idroelettrica e le relative ipotesi di evoluzione non

considerano particolari cambiamenti; inoltre, i *load factor* di queste tecnologie rinnovabili sono abbastanza stabili in media annua. Al contrario, l'idroelettrico, essendo dipendente dalla piovosità e dalla sua localizzazione, risulta molto più volatile.

Per il 2019, in condizioni climatiche normali, la produzione netta da fonti rinnovabili dovrebbe invece incrementare, attestandosi tra 115 e 116 TWh. L'aumento rispetto al dato previsionale 2018 è conseguenza sia della maggiore produzione idroelettrica prevista sia della crescita della produzione di eolico e fotovoltaico legata al previsto aumento della potenza installata nel corso del 2019.

Per quanto concerne il contributo al consumo interno lordo (CIL), nel 2017 la produzione da fonte rinnovabile ha rappresentato il 31.7%, mentre le assunzioni dello scenario *Reference* di REF-E ne prevedono un contributo di circa il 35% per il 2018 e 36% per il 2019 (**Figura 3.6**).

IN ASSENZA DI CONTINGENZE DI BREVE TERMINE L'ITALIA SI CONFERMA IMPORTATRICE NETTA

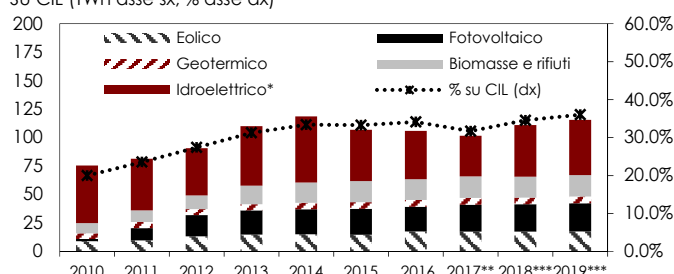
L'Italia si conferma importatrice netta strutturale. Questa condizione era divenuta meno stabile all'inizio del 2017, quando la riduzione dell'offerta francese, per l'indisponibilità di buona parte di capacità nucleare, si era riversata sui nostri mercati attraverso il *market coupling*, rendendo economicamente vantaggioso per il mercato italiano sfruttare la capacità di interconnessione anche in export. Il ritorno del parco nucleare al completo aveva ristabilito il consueto sfruttamento della *Net Transfer Capacity* (NTC) in import. (**Figura 3.7**).

Per quanto riguarda l'anno corrente, si prevede una quota di import totale di 46.1 TWh, in aumento rispetto al 2017 (+22.1%)

e in linea con i risultati dei primi mesi dell'anno nei quali le importazioni nette sono aumentate del 40% rispetto allo stesso periodo del 2017. Queste previsioni non considerano problemi legati al possibile calo della capacità produttiva d'oltralpe negli ultimi mesi dell'anno, come verificatosi in parte anche a fine 2017, ma sono basate sulle medie storiche (**Figura 3.8**).

⁷ Le ipotesi sono state stilate quando i dati consuntivi Terna relativi al mese di maggio non erano ancora stati pubblicati.

FIGURA 3.6. PRODUZIONE NETTA DA FONTI RINNOVABILI E LORDA SU CIL (TWh asse sx, % asse dx)

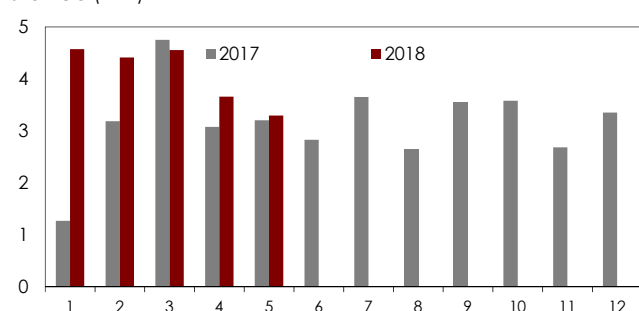


* Al netto della produzione da pompaggio

Dato provvisorio *Dato previsionale

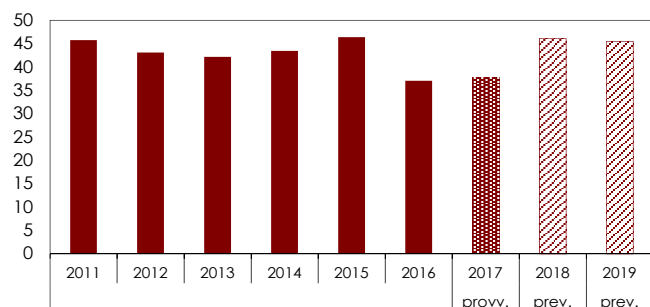
Fonte: elaborazione REF-E su dati Terna e previsioni REF-E

FIGURA 3.7. ANDAMENTO MENSILE DELL' IMPORT NETTO STORICO (TWh)



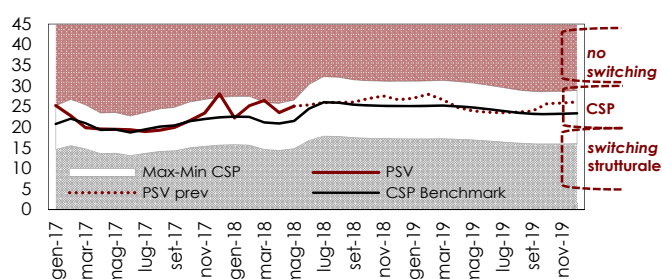
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e GME

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



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

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



*Inclusiva di costi di trasporto e logistica

Fonte: stime REF-E

IL MIX TERMoeLETTRICO GUIDATO DAL RIALZO DEI PREZZI DELLA CO2

Nel 2018 e 2019 vi sarà un possibile ridimensionamento della produzione termoelettrica rispetto ai dati consuntivi 2017. La stima della domanda contendibile termoelettrica per il 2018 si attesta a quota 163TWh, circa 18 TWh in meno rispetto al 2017. Nel nuovo scenario *Reference*, i 3.7 TWh di domanda stimati in più per il 2018 sono in gran parte compensati dall'aumento della produzione prevista da energie rinnovabili (+3.1 TWh rispetto allo scorso *Energy Outlook*), in particolare dalla produzione idroelettrica, come discusso in precedenza; quindi, in realtà, solo il 15% circa dell'aumento di richiesta prevista si è riversato sulla domanda contendibile termoelettrica.

Questa variazione al rialzo, dovuta a una domanda di energia elettrica più alta, si è tradotta sia in una maggiore produzione da parte degli impianti alimentati a gas metano, sia in un ridimensionamento di quella da impianti a carbone. La diversa composizione delle quote del *mix* termoelettrico è dovuta principalmente alle nuove previsioni relative al prezzo della CO2. Queste, essendo molto più alte di quelle stilate in precedenza, rendono maggiori i costi della produzione a carbone. Questa tecnologia, infatti, è maggiormente sensibile ai movimenti di prezzo ETS in quanto il fattore di emissione di questo combustibile è decisamente più elevato rispetto a quello del gas metano. Relazionando le due tecnologie, *ceteris paribus*, un aumento dell'onere ETS rende la produzione unitaria di energia elettrica a carbone economicamente meno efficiente. Sebbene per il 2018 si preveda un livello di produzione da carbone superiore rispetto a quello dello scorso anno, la previsione per il 2019 è di una sostanziale riduzione.

La **Figura 3.9** mostra il *Coal switching price* (CSP), una misura del grado di competitività *cross-commodity* che nella fattispecie relaziona il gas metano al carbone. L'analisi, svolta su base mensile, mostra per i primi mesi del 2018 una particolare vicinanza del prezzo gas al livello di "no switching", cioè vicino a livelli per il quale non c'è possibilità di interscambio della produzione fra le due tecnologie. I valori previsionali, però, indicano un andamento diverso, molto più vicino al CSP *benchmark*, perfino minore nel mese di luglio 2018. Pertanto, la produzione elettrica a carbone risulta essere ancora maggiormente meritevole di accettazione. A ogni modo, le previsioni suggeriscono un maggior grado di competitività *cross-commodity* nei prossimi mesi, il quale renderà la composizione del *mix* termoelettrico sempre più sensibile alle variazioni *spot* dei prezzi delle *commodity*. Questa analisi, riguardante le previsioni dei costi di produzione, spiega il motivo per cui si prevede una minore accettazione delle offerte degli impianti alimentati a carbone rispetto a quelli che utilizzano il gas metano.

4. 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 che sono state svolte sui fondamentali dello scenario, costituiscono 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* concernenti esclusivamente le variazioni del contendibile termoelettrico.

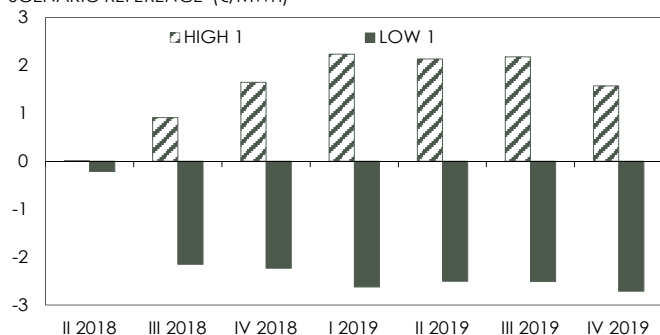
In particolare, i prezzi dei combustibili sono stati considerati come dipendenti da quello del Brent. Rispetto a un prezzo medio del Brent nello scenario *Reference* di circa 73.60 \$/bbl per il 2018 e 74.20 \$/bbl per il 2019 sono stati ipotizzati nello scenario *High 1* un prezzo medio del Brent di circa 78.40 \$/bbl per il 2018 e 87.50 \$/bbl per il 2019, mentre nello scenario *Low 1* un prezzo medio del Brent di circa 66.10 \$/bbl per il 2018 e 58.40 \$/bbl per il 2019. Il differenziale registrato sullo scenario *High*, più contenuto rispetto a quello *Low*, risponde al fatto che le tensioni che il mercato ha incluso nel prezzo negli ultimi sei mesi (e che hanno comportato un aumento del prezzo del petrolio di oltre 10 \$/bbl da marzo 2018) sono già state parzialmente scontate, inducendo ad una riduzione della probabilità di rialzo ulteriore dei prezzi.

Inoltre, rispetto ad un livello di contendibile termoelettrico "*Reference*" pari a 163.5 TWh per il 2018 e 159.7 TWh per il 2019 è stato ipotizzato negli scenari *High 1* e *High 2* un domanda contendibile termoelettrica di circa 179.4 TWh per il 2018 e 183.2 TWh per il 2019, mentre negli scenari *Low 1* e *Low 2* un domanda contendibile termoelettrica di circa 150.2 TWh per il 2018 e 135 TWh per il 2019. 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, in particolare dell'idroelettrico. 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, per questo scenario la variazione di produzione idroelettrica è stata ipotizzata di circa 6 TWh superiore rispetto allo scenario *Reference*; nello scenario *High*, invece, per i restanti mesi del 2018 si ipotizza semplicemente una producibilità idroelettrica pari a quella dei rispettivi mesi del 2017. Questa scelta è stata fatta in virtù della siccità riscontrata lo scorso anno, dell'aumento della generazione idroelettrica e del livello attuale di invasi.

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 redditività 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

FIGURA 4.1. VARIAZIONE DEL PREZZO GAS RISPETTO ALLO SCENARIO REFERENCE (€/MWh)



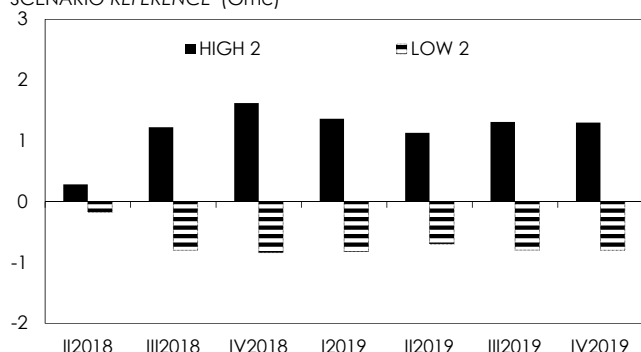
Fonte: elaborazione e previsione REF-E con I-GAME su dati Snam Rete Gas

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 delle indicizzazioni ai prezzi del greggio, mentre il secondo si trasmette indirettamente attraverso l'influenza che la domanda contendibile degli impianti CCGT esercita sulla richiesta di gas del termoelettrico (**Figura 4.1**). I risultati delle analisi di sensitività mostrano che nello scenario *High 1* il prezzo gas aumenta di circa 0.85 €/MWh nel 2018 e di 2 €/MWh nel 2019 rispetto a quello *Reference*. Negli scenari *Low* invece il prezzo del gas risulterebbe in diminuzione, fino a circa 1.53 €/MWh nel 2018 e 2.60 €/MWh nel 2019: il maggior effetto proviene infatti dagli scenari di prezzo del Brent che, come già evidenziato, considerano una possibilità di ribasso maggiore, mentre minor effetto proverrebbe dall'aumento di domanda contendibile.

EFFETTO SULLA DOMANDA GAS

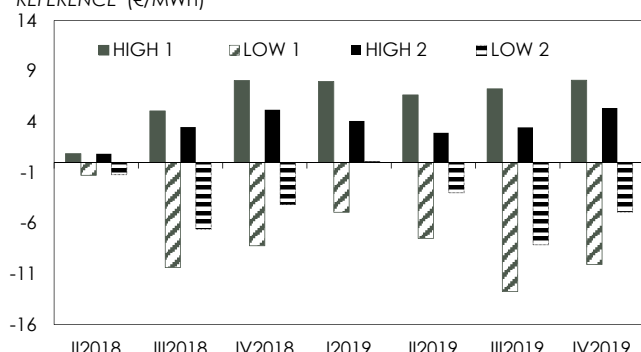
Al netto degli effetti delle temperature sui consumi residenziali, la domanda gas per gli impianti termoelettrici è principalmente influenzata dal livello di domanda contendibile, ovvero la domanda elettrica totale al netto della produzione rinnovabile. La domanda gas risulta essere parzialmente inelastica al prezzo del

FIGURA 4.2. VARIAZIONE DELLA DOMANDA GAS RISPETTO ALLO SCENARIO REFERENCE (Gmc)



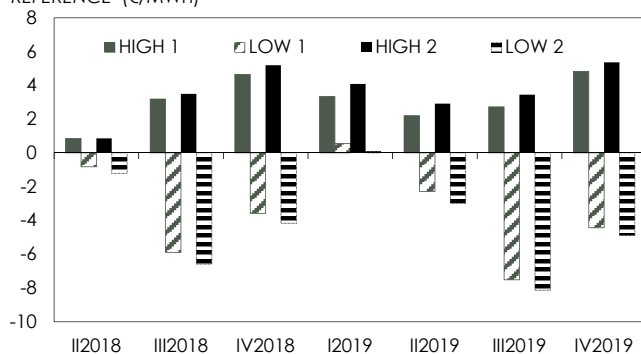
Fonte: elaborazione e previsione REF-E con GASP su dati Snam Rete Gas

FIGURA 4.3. VARIAZIONE DEL PUN RISPETTO ALLO SCENARIO REFERENCE (€/MWh)



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

FIGURA 4.4. VARIAZIONE DEL CSS RISPETTO ALLO SCENARIO REFERENCE (€/MWh)



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

fondamentali analizzati in linea con lo scenario *High 1* genera una maggiore redditività degli impianti CCGT con una variazione in media annua di circa 2.20 €/MWh per il 2018 e 3.30 €/MWh per il 2019. Al contrario, una variazione dei fondamentali in linea con lo scenario *Low 1* genera una riduzione del CSS in media annua di 2.60 €/MWh per il 2018 e 3.40 €/MWh per il 2019. Considerando, invece, le variazioni di CSS rispetto agli scenari *High 2* e *Low 2* si ottiene rispettivamente un aumento di 2.40 €/MWh per il 2018 e 4 €/MWh per il 2019, una riduzione di 3 €/MWh per il 2018 e 4 €/MWh per il 2019.

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 possibilità di fissazione del livello di prezzo per gli impianti termoelettrici a gas, con un aumento della marginalità generata sul mercato, mentre risulta difficile un trasferimento sul prezzo elettrico dell'aumento del costo dei combustibili e del relativo incremento dei costi variabili per le centrali.

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 4.2). Nello specifico, lo scenario *Reference* prevede una domanda gas di 70.35 Gmc per il 2018 e 69.10 Gmc per il 2019. Una salita della domanda contendibile termoelettrica porterebbe a un aumento della domanda gas di circa 3.10 Gmc nel 2018 e 5.10 Gmc nel 2019, mentre una sua riduzione si tradurrebbe in una contrazione complessiva di circa 1.80 Gmc nel 2018 e di circa 3.10 Gmc nel 2019. L'assunzione sottostante è che l'aumento di domanda contendibile termoelettrica viene soddisfatta dalla maggiore produzione da CCGT, essendo questa la tecnologia marginale nel *merit order*.

EFFETTO SUL LIVELLO DEL PUN

Le variazioni del prezzo del Brent hanno un effetto indiretto sul prezzo elettrico andando a modificare il prezzo gas e quindi il costo variabile della tecnologia CCGT, marginale nella prevalenza delle ore annue. Le variazioni della domanda contendibile del termoelettrico influenzano il PUN direttamente, andando a modificare l'equilibrio competitivo fra domanda e offerta e dunque la marginalità (CSS) ottenibile dai produttori CCGT (Figura 4.3).

I risultati delle simulazioni che, come precedentemente illustrato indicano nello scenario *Reference* un PUN di 59.85 €/MWh sia per il 2018 che per il 2019, mostrano nello scenario *High 1* un prezzo elettrico maggiore di quello *Reference* di circa 3.50 €/MWh per il 2018 e 7.50 €/MWh per il 2019 e nello scenario *Low 1*, invece, minore di circa 5 €/MWh nel 2018 e 8.80 €/MWh nel 2019.

Una variazione al rialzo del solo contendibile termoelettrico provocherebbe un incremento del PUN di circa 2.40 €/MWh nel 2018 e 4 €/MWh nel 2019 rispetto allo scenario di riferimento, mentre una maggiore concorrenzialità si tradurrebbe in una contrazione del prezzo elettrico di circa 3 €/MWh nel 2018 e 4 €/MWh nel 2019.

La sensibilità del PUN, dunque, è maggiore negli scenari di variazione congiunta di Brent e contendibile termoelettrico, indice di un mercato concorrenziale che reagisce sia ai cambiamenti dell'offerta, sia a quelli della domanda.

EFFETTO SUL CLEAN SPARK SPREAD

Per ciò che concerne il *Clean Spark Spread* (CSS) (Figura 4.4), le previsioni relative allo scenario *Reference* sono di 0.78 €/MWh per il 2018 e 0.79 €/MWh per il 2019. Un aumento dei

BOX 4.1. POTENZIALI RISCHI STAGIONALI

In un anno come il 2018 che vede un tendenziale ritorno a condizioni di adeguatezza rispetto ai periodi di riduzione delle riserve idroelettriche e dell'import netto che hanno caratterizzato alcuni periodi del biennio precedente, è interessante analizzare l'effetto potenziale di temperature estive sopra la media e di ridotta disponibilità del parco nucleare francese nell'ultimo trimestre dell'anno.

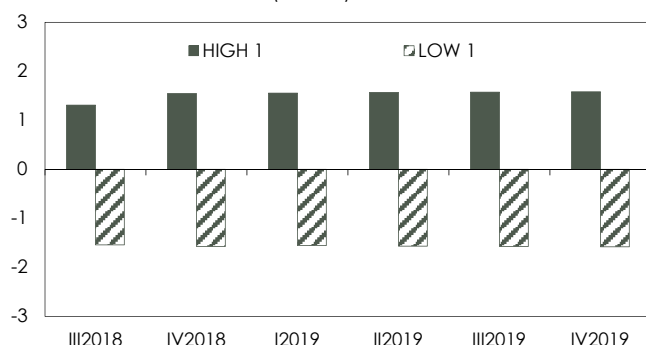
Per modellare la rischiosità estiva, per i mesi di giugno, luglio e agosto è stato assunto lo stesso livello di richiesta elettrica dei rispettivi mesi del 2015: 2.3 TWh complessivi in più, di cui 1.7 TWh a luglio.

Per valutare, invece, gli impatti del rischio nucleare sull'ultimo trimestre 2018, è stato implementato un livello di domanda contendibile termoelettrica pari a quella dell'ultimo trimestre del 2016, corrispondente a una riduzione delle importazioni nette di 7.4 TWh rispetto a quanto assunto nello scenario *Reference*.

I risultati delle analisi indicano che il congiunto verificarsi di queste condizioni provocherebbe un aumento del PUN e del CSS medi annui che arriverebbero rispettivamente a 63.51 €/MWh e 4.44 €/MWh. Queste variazioni sono dovute all'aumento nel mese di luglio di un CSS che toccherebbe quota 8.10 €/MWh (3.52 €/MWh in media su tutta l'estate) e il balzo negli ultimi 3 mesi dell'anno raggiungendo rispettivamente 13.30 €/MWh, 17.10 €/MWh e 19 €/MWh.

Secondo le previsioni, se questo scenario si realizzasse, il PUN finale per il 2018 si attesterebbe a 63.51 €/MWh.

FIGURA 4.5. VARIAZIONE DEL PREZZO DEL CARBONE RISPETTO ALLO SCENARIO *REFERENCE* (€/MWh)



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

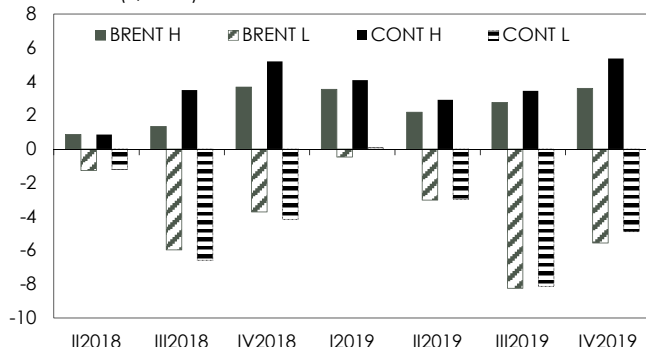
EFFETTO SUL PREZZO DEL CARBONE

Soltanto le variazioni del prezzo del Brent influenzano il prezzo carbone, assumendo fra le due *commodity* una persistente correlazione, mentre le contrazioni o espansioni del contendibile termoelettrico, a parità di prezzo delle *commodity* e dunque di merit order delle fonti di generazione, non ne provocano alcuna fluttuazione (Figura 4.5). 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 0.70 €/MWh nel 2018 e di 1.60 €/MWh nel 2019, mentre una sua riduzione in linea con lo scenario *Low 1*, ne provocherebbe una contrazione di circa 0.80 €/MWh per il 2018 e 1.60 €/MWh per il 2019.

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 4.6). Nella fattispecie, il CDS aumenterebbe di circa 1.50 €/MWh nel 2018 e 3 €/MWh nel 2019 nello scenario *High 1* e diminuirebbe di circa 2.70 €/MWh e di 4.30 €/MWh rispettivamente nel 2018 e 2019 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 2.40 €/MWh nel 2018 e 4 €/MWh nel 2019 e una contrazione di circa 3 €/MWh nel 2018 e 4 €/MWh rispetto allo scenario *Reference*. Tale effetto è connesso al persistere di un posizionamento prevalentemente inframarginale nel merit order della tecnologia termoelettrica a carbone nelle diverse condizioni di contendibilità del mercato.

FIGURA 4.6. VARIAZIONE DEL CDS RISPETTO ALLO SCENARIO *REFERENCE* (€/MWh)



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

APPROFONDIMENTO 1. BACINO ORIENTALE DEL MEDITERRANEO: RISORSE DI GAS, PROGETTI DI ESPORTAZIONE E IMPATTI PER L'ITALIA

Dal 2010, il successo delle esplorazioni nel bacino orientale del Mar Mediterraneo ha cambiato radicalmente le prospettive geo-politiche e geo-economiche dei paesi situati nella regione. La scoperta di un considerevole ammontare di riserve di gas convenzionale, stimato complessivamente in quasi 10 Tmc, suddivise tra le acque territoriali di Cipro, Egitto, Israele, Palestina (Gaza) e Libano, ha infatti trasformato l'area est del Mediterraneo in un potenziale polo di produzione ed esportazione di gas naturale, attirando l'attenzione non solo dei paesi limitrofi (Turchia, Giordania), ma anche dei mercati più prossimi e maggiormente sviluppati, ovvero quelli europei. I principali progetti nell'area coinvolgono cinque giacimenti: Tamar (305 Gmc) e Leviathan (620 Gmc) in acque israeliane, Zohr (850 Gmc) in Egitto e Aphrodite (130 Gmc) nella zona economica esclusiva di Cipro. Di questi giacimenti, i primi tre sono già impiegati dai rispettivi paesi di appartenenza sia per soddisfare richieste interne, sia per finalità commerciali legate a contratti di esportazione. A queste risorse si è poi aggiunto un quinto promettente sito, denominato Calypso e scoperto lo scorso febbraio da Eni nelle acque cipriote confinanti con il mega-giacimento egiziano di Zohr, sulle cui riserve però non sono state rilasciate stime ufficiali.

L'interesse principale per i paesi coinvolti, tradizionalmente consumatori di ridotte quantità di gas - fatta eccezione per il *trend* crescente dell'Egitto, Israele consuma meno di 10 Gmc all'anno, Cipro solo 0.8 Gmc e il Libano non più di qualche centinaio di milioni di metri cubi - è dunque quello di trarre un sostanziale vantaggio economico dallo sfruttamento di queste risorse energetiche attraverso l'implementazione di adeguate strategie di esportazione. Tuttavia il raggiungimento di questo obiettivo dipende fortemente dalla capacità dei paesi interessati di favorire il superamento delle tensioni geo-politiche nell'area, di modo da poter attrarre, oltre che l'interesse, anche i capitali esteri necessari all'attuazione dei progetti e procedere così alla stipula di solidi accordi commerciali per lo sviluppo congiunto delle infrastrutture strategiche. I rischi derivanti dall'instabilità delle relazioni geo-politiche tra i paesi della zona andrebbero infatti a sommarsi a quelli, già elevati, legati alla realizzazione fisica delle infrastrutture (i cui costi sono soliti rientrare in periodi temporali molto lunghi), compromettendo la bontà e il ritorno atteso dei progetti stessi.

LE ROTTE DI TRASPORTO INTERNE E DI ESPORTAZIONE DEL GAS

Le scoperte avvenute a largo delle coste medio orientali del bacino hanno chiaramente suscitato un alto grado di interesse a livello locale, coi paesi immediatamente attigui ai giacimenti che si sono attivati fin da subito per accaparrarsi un accesso privilegiato alle risorse energetiche del bacino. Nello specifico, i principali progetti sviluppati, o per cui sono stati avviati dei prospetti, internamente alla regione sono tre:

- un doppio gasdotto tra Israele e Giordania, di cui il primo, approvato nel 2015, prevede l'invio ad Amman di un volume pari a circa 1.8 Gmc/anno per 15 anni dal sito di Tamar, mentre il secondo, approvato nel 2016, prevede invece di rifornire la compagnia elettrica nazionale giordana con 3 Gmc/anno provenienti dal giacimento Leviathan per 15 anni e a partire dal 2019
- un accordo tra Noble Energy (operatore di Tamar e Leviathan) e l'egiziana Dolphinus, stipulato lo scorso febbraio, finalizzato all'invio di gas (oltre 60 Gmc in circa 10 anni) proveniente dai giacimenti israeliani in Egitto, attraverso l'infrastruttura già esistente tra i due paesi che è rimasta inutilizzata dopo la conversione dell'Egitto da paese esportatore netto a importatore netto in seguito all'aumento della domanda di gas interna
- la costruzione di un collegamento tra Turchia e Israele, promosso inizialmente tra il 2013 e il 2014 da una serie di compagnie energetiche turche, con l'obiettivo di importare gas estratto dal giacimento Leviathan (circa 16 Gmc/anno), che è tornato oggetto di discussione nel 2016 dopo un rilassamento delle tensioni tra i due stati, ma la cui realizzazione rimane vincolata alla concessione da parte di Cipro dei permessi necessari a far transitare il gasdotto attraverso le proprie acque territoriali, cosa che potrà verosimilmente accadere solo in seguito ad un miglioramento dei rapporti tra lo stato cipriota e la Turchia.

Mentre i progetti proposti a livello regionale sono maggiormente focalizzati sulle risorse israeliane (già in grado di essere commercializzate), un progetto di esportazione più ambizioso e lungimirante, esteso anche alle vicine risorse cipriote ed egiziane, contempla la possibilità di avviare uno sviluppo coordinato dei giacimenti chiave del bacino per favorire la creazione di economie di scala che possano influire positivamente sulla competitività del gas esportato. In questo verso, sono due le principali opzioni tutt'oggi in discussione per il rilascio di gas verso i mercati esterni: una prima seconda soluzione sfrutterebbe i porti di liquefazione egiziani per la ri-esportazione del gas proveniente dal bacino levantino, mentre una seconda possibilità riguarda la costruzione del gasdotto EastMed, che collegherebbe i giacimenti israeliani a quelli ciprioti, per poi approdare in Europa sulle coste italiane passando tramite la Grecia.

FIGURA A1.1. GIACIMENTI DI GAS
NELL'AREA LEVANTINA

Fonte: elaborazioni REF-E

La prima soluzione prevede che il gas estratto dalle piattaforme relative a ciascun giacimento venga convogliato per mezzo di un'apposita infrastruttura verso i liquefattori egiziani di Damietta e Idku (attualmente sottoutilizzati e la cui capacità combinata massima si aggira sui 19 Gmc/anno), per poi essere esportato verso i mercati europei (ed eventualmente asiatici) sotto forma di GNL. La validità di un simile progetto rimane però vincolata a una serie di elementi: la difficoltà di legare parte dei volumi a contratti di fornitura di medio-lungo periodo (l'attuale *trend* di mercato spinge proprio nel senso opposto) per assicurare agli sviluppatori le garanzie finanziarie necessarie per procedere con l'investimento; l'avversione da parte delle autorità israeliane ad assoggettare le proprie risorse alle strutture di un altro paese, perdendone di fatto il controllo vero e proprio; le difficoltà nello stimare il grado di competitività del GNL esportato col gas tradizionale scambiato presso i vicini *hub* europei e come il differenziale di prezzo tra le due fonti possa evolvere in futuro.

La seconda soluzione prevede invece che il principale mercato di sbocco per il gas proveniente dall'area sia l'Europa, che da anni, peraltro, rappresenta uno dei maggior *stakeholder* delle risorse sottomarine di idrocarburi della regione, specialmente in correlazione agli obiettivi comunitari di sicurezza energetica e diversificazione delle fonti di

approvvigionamento. Infatti, il progetto EastMed, gasdotto sottomarino di 1,900 chilometri e capacità proposta di 10 Gmc/anno che collegherebbe le risorse del bacino orientale al sud Europa (Italia) passando attraverso Cipro, Creta e la penisola greca, figura sia nella lista dei progetti di interesse comune dell'UE, sia nel piano di sviluppo decennale di ENTSO-G ed è considerato dall'Europa una valida soluzione non solo per diversificare le fonti di importazione del gas naturale, ma anche per favorire lo sviluppo delle risorse offshore cipriote e greche promuovendo la creazione di un nuovo *hub* nel sud del continente (Grecia). Tra il 2015 e il 2016, la società IGI Poseidon (*joint venture* tra Edison e DEPA), appoggiata da un contributo europeo di 2 milioni di euro, ha condotto un primo studio di fattibilità del progetto EastMed, che ne ha decretato sia la praticabilità tecnica che la sostenibilità economica, in vista dei futuri scenari di prezzo a livello europeo e di fronte a un costo totale dell'opera stimato in circa 6.2 miliardi di euro. La società, promotrice dell'inter-connettore tra Grecia e Italia, risulta tra i principali soggetti interessati alla realizzazione dell'opera, il cui corpo principale dovrebbe proprio essere connesso al gasdotto IGI per permettere l'approdo del gas levantino in Italia una volta raggiunta la penisola greca. Proprio Italia e Grecia, i paesi dell'Europa continentale coinvolti in prima linea nella promozione e nella realizzazione dell'opera, hanno siglato nel dicembre 2017 assieme a Cipro ed Israele un *Memorandum of Understanding*, muovendo passi importanti verso la realizzazione dell'opera che, secondo le stime del consorzio formato dai quattro paesi, potrebbe essere completata entro l'inverno 2024-2025.

L'EastMed, se realizzato, andrebbe così ad alimentare i flussi di gas in ingresso dal sud Italia in maniera parallela al gasdotto TAP (Trans-Adriatic Pipeline), continuazione europea dell'infrastruttura turca TANAP (Trans-Anatolian Pipeline) che è stata inaugurata il 12 giugno, attraverso cui dal 2020 è previsto l'inizio delle importazioni del gas azero estratto dal giacimento di Shah Deniz, situato nel Mar Caspio. L'infrastruttura TAP, che giungerà in Italia attraversando Grecia e Albania prima del Mar Adriatico, avrà una capacità iniziale al punto d'entrata italiano di circa 8.8 Gmc (parte della quale è stata già contrattualizzata) e godrà dell'esenzione dall'accesso di terzi per 25 anni. Nonostante sia riconosciuto come un'infrastruttura fortemente strategica per l'Italia e per l'Europa (lo scorso febbraio la Banca d'Investimento Europea ha stanziato 1.5 miliardi di euro in favore del progetto), il gasdotto è stato altresì oggetto di numerose critiche negli anni, anche dopo aver ricevuto il via libera in ambito di VIA (valutazione di impatto ambientale) nel 2014. Alle proteste delle comunità abitanti nella zona di approdo del gasdotto e di alcuni gruppi ambientalisti, si è sommato poi lo scetticismo di alcuni analisti che, criticando le basi del progetto, hanno manifestato delle perplessità sulla reale necessità di costruire una nuova infrastruttura in presenza di un mercato gas stagnante e di altre strutture già esistenti attualmente sottoutilizzate.

I costi di produzione dei giacimenti levantini saranno con tutta probabilità maggiori dei costi europei di importazione del gas russo o norvegese¹. L'esportazione via gasdotto sembra a oggi la soluzione più conveniente, ma si andrebbe a scontrare con scenari di domanda europea di lungo periodo che potrebbero non giustificare un investimento di tale importanza (il costo del gasdotto con partenza da Israele è di circa 6 miliardi di euro). Il GNL potrebbe essere una soluzione temporanea ideale, ma sarà necessario monitorare gli andamenti della domanda interna egiziana che sta crescendo a ritmi serrati (dal 1996 al 2016 la domanda è aumentata di 37 Gmc) e che in caso di continuo rafforzamento potrebbe limitare le risorse disponibili all'esportazione.

¹ Newsletter 210 – Maggio 2017.

I POTENZIALI IMPATTI SUL MERCATO ITALIANO

Tramite l'utilizzo del modello proprietario I-GaMe, che simula il dispacciamento ottimale delle risorse di gas importabili, stoccabili e producibili nel mercato italiano con lo scopo di soddisfare un dato livello di domanda al minimo costo (prezzo) possibile, è stato effettuato un esercizio per valutare quali potrebbero essere gli effetti della realizzazione di ambedue le infrastrutture sulle dinamiche del mercato del gas italiano.

TABELLA. A1.1. SCENARIO DEI VOLUMI DI DOMANDA DA FONTI DI IMPORT VIA GASDOTTO

Anno Termico	Volumi domanda (Gmc)	Contratti LT ToP ¹ (Gmc)	Contratti LT Flex ¹ (Gmc)	Contratti Spot (Gmc)	Volume aggiuntivo TAP+EM (Gmc)
2018	69.0	55.4	12.6	21.4	0.0
2019	68.4	55.4	12.6	21.5	5.1
2020	68.0	55.4	12.6	25.0	8.8
2021	68.1	55.4	12.6	25.0	8.8
2022	68.0	55.4	12.6	25.0	8.8
2023	67.3	55.4	12.6	25.0	8.8
2024	66.9	55.4	12.6	25.0	16.3
2025	70.7	55.4	12.6	25.0	18.8

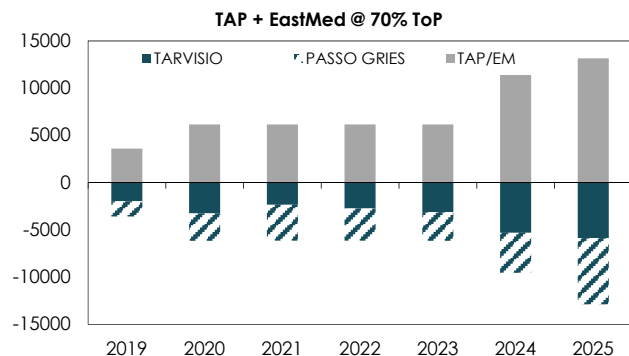
¹ Senza considerare TAP ed EastMed

Fonte: elaborazioni REF-E

Il sistema italiano è caratterizzato oggi dalla presenza di contratti *long term* (LT) per circa 70 Gmc, di cui circa 55 caratterizzati da scarsa flessibilità e soggetti a clausole *take-or-pay* (ToP) annuali. Quando la domanda sale al di sopra del livello ToP (al netto delle flessibilità pluriennali) le imprese possono scegliere se attivare la flessibilità dei contratti LT o ricorrere ai mercati *spot*, che tuttavia non sono presenti per tutte le rotte di importazione. Come abbiamo visto di recente la ripresa della domanda di gas insieme a dinamiche dell'offerta europee caratterizzate da alcune riduzioni, hanno portato a un aumento del costo della flessibilità e dunque dei prezzi *spot* del gas naturale.

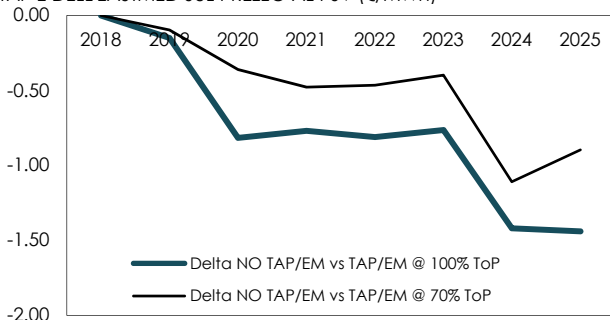
È in questo contesto, che nonostante il tasso di utilizzo medio delle infrastrutture sia ancora relativamente basso (circa il 60% per i gasdotti interconnessi con l'estero), è un contesto di mercato gas corto, almeno dal punto di vista contrattuale, che si è simulata l'entrata in funzione del TAP a marzo 2020 per volumi di 8.8 Gmc, in coerenza con il progetto approvato, e l'entrata in funzione dell'EastMed a gennaio 2025, con una capacità annua di 10 Gmc.

FIGURA A1.2. VOLUMI IMPORTATI DI TAP+EASTMED E FONTI DI SOSTITUZIONE (Gmc)



Fonte: simulazioni REF-E tramite modello I-GaMe

FIGURA A1.3. POSSIBILI IMPATTI DELL'ENTRATA IN FUNZIONE DEL TAP E DELL'EASTMED SUL PREZZO AL PSV (€/MWh)



Fonte: simulazioni REF-E tramite modello I-GaMe

determinando se i costi per la loro realizzazione sono inferiori rispetto ai benefici in termini di adeguatezza e sicurezza del sistema gas.

APPROFONDIMENTO 2. EMISSION TRADING SCHEME: VERSO UN RIEQUILIBRIO DEL MERCATO

La Direttiva 410/2018¹ completa il percorso di riforma del mercato europeo delle emissioni ETS e introduce delle norme che permettono di assorbire, nei prossimi anni, l'esubero di certificati a oggi circolanti tra gli operatori soggetti a obbligo.

La riorganizzazione del mercato dell'ETS è l'occasione per tornare a costruire gli scenari di prezzo partendo dai fondamentali del mercato. La domanda dei permessi è costituita da due macro-insiemi: i settori industriali, ai quali una parte delle quote verrà assegnata a titolo gratuito, per non comprometterne la competitività dei prodotti sui mercati internazionali, e il termoelettrico, le cui emissioni, al netto di qualche eccezione, dovranno essere acquistate sul mercato. L'offerta è data dai permessi definiti dal *cap* per ciascun anno al netto delle quote accantonate per la Riserva nuovi entranti, dalle quote in circolazione e dalle regole di funzionamento della *Market Stability Reserve* (MSR).

Secondo le analisi REF-E effettuate con il proprio modello CO2, grazie alla riforma, il mercato ETS ritrova, nei primi anni del 2020, l'equilibrio domanda/offerta, e inizia a esprimere, per la prima volta in maniera significativa dalla sua apertura nel 2005, dei prezzi che corrispondono al costo marginale di abbattimento delle emissioni di CO2 dei settori compresi nel perimetro della Direttiva.

A partire dalla metà del 2017 i prezzi delle contrattazioni dei permessi ETS hanno iniziato a convergere sul costo di abbattimento delle emissioni nel settore termoelettrico sostituendo quote di generazione a carbone con gas naturale. Dalle simulazioni condotte, lo *switch* gas/carbone rimarrà il valore di riferimento del mercato ETS ancora fino al 2030. La sostituzione delle attuali quote di generazione a carbone e a lignite con generazione a gas naturale risulta infatti sufficiente al raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni dei settori ETS a -43% rispetto al 2005, considerando contestualmente l'avanzare della *policy* per l'efficienza energetica e lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

LA RIFORMA ETS SECONDO LA DIRETTIVA 410/2018

La Direttiva interviene su alcuni elementi strutturali del meccanismo ETS:

- definisce il coefficiente di riduzione annuale di emissioni portandolo al 2.2% anno, in maniera tale da conseguire al 2030 un volume di emissione del 43% inferiore al 2005. Il coefficiente è stato incrementato rispetto al 1.74% del periodo 2013-2020
- conferma un regime di allocazione gratuita per i settori industriali esposti alla concorrenza sui mercati internazionali (*carbon leakage*) e definisce le modalità e le tempistiche per gli aggiornamenti del calcolo del *benchmark* delle migliori tecnologie disponibili in base alla quale verranno assegnate le quote
- introduce regole per la gestione della MSR, finalizzate a regolare l'equilibrio domanda offerta dei permessi e ad assorbire l'eccesso di quote circolanti sul mercato già dal 2019.

LA STRUTTURA DELLA DOMANDA DI PERMESSI

A descrivere la domanda partecipano due grossi gruppi di attività economiche: i settori industriali che ricevono una percentuale di quote, più o meno rilevante, a titolo gratuito, e il settore termoelettrico che, non godendo delle allocazioni gratuite, deve acquistare le quote, o partecipando alle aste dei permessi, oppure approvvigionandole sul mercato secondario.

All'interno dei settori industriali, si devono distinguere i processi produttivi e le attività di combustione. I processi produttivi dei settori industriali rientrano in buona parte tra i settori esposti al *carbon leakage* ai quali spetta un quantitativo gratuito di assegnazione, calcolato in base alle emissioni attese dalle tecnologie di riferimento. Quasi nulla, invece, risulta l'esposizione alla concorrenza internazionale delle emissioni industriali da attività di combustione, che in qualche caso, ad esempio nell'autoproduzione elettrica associata ai processi, si sovrappongono al settore della generazione elettrica. Le attività di combustione contano per circa il 20% delle emissioni riferite al settore industriale.

La Direttiva prevede una nuova riclassificazione dei settori *carbon leakage* che sarà finalizzata entro il 2018, nonché nuovi *benchmark* di riferimento per il periodo 2021-2025, le relative regole di assegnazione e le disposizioni per l'adeguamento dinamico delle assegnazioni in base agli effettivi livelli di produzione degli impianti.

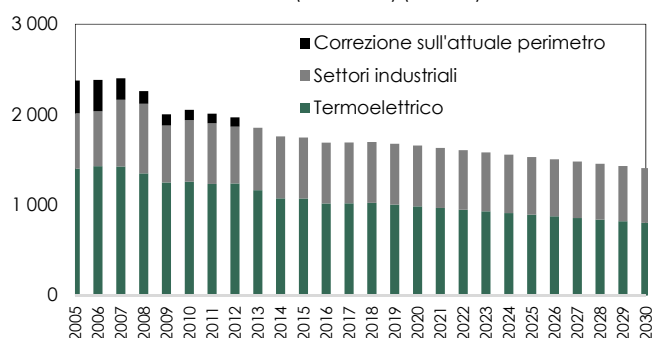
¹ Direttiva (UE) 2018/410 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 14 marzo 2018, che modifica la direttiva 2003/87/CE per sostenere una riduzione delle emissioni più efficace sotto il profilo dei costi e promuovere investimenti a favore di basse emissioni di carbonio e la decisione (UE) 2015/1814.

Negli ultimi cinque anni il settore industriale ha mostrato limitate capacità di riduzione delle emissioni in valore assoluto e le emissioni settoriali risultano poco variate dal 2013 a oggi, con una diminuzione media inferiore all'1% anno. Fino al 2012, la crisi economica, la chiusura di alcune attività e un orientamento della produzione negli impianti più efficienti, avevano al contrario determinato una riduzione consistente delle emissioni -29% al 2012 rispetto al 2005.

Fanno parte del secondo gruppo le emissioni derivanti dalla combustione per la generazione termoelettrica. Nel periodo di applicazione della Direttiva ETS, il settore termoelettrico ha progressivamente ridotto le emissioni in termini assoluti giungendo a un volume del -27% inferiore ai valori del 2005. Tale dinamica non è da imputare al meccanismo di ETS che fino a oggi ha espresso valori di prezzo delle quote non sufficienti a influenzare i fondamentali del mercato elettrico. Lo sviluppo delle rinnovabili, la crescita del gas naturale, il rallentamento della domanda elettrica, la chiusura di parte delle centrali a carbone e lignite a minore efficienza, l'introduzione del *carbon floor price* nel Regno Unito e la somma delle politiche energetiche nazionali degli stati membri sono state le variabili che hanno determinato la riduzione della domanda di quote del settore.

Nella costruzione degli scenari REF-E di domanda quote ETS, nel periodo 2021-2030, abbiamo mantenuto, pur a fronte di un obiettivo unico di riduzione delle emissioni del 2.2% annuo, una distinzione tra i settori industriali e il termoelettrico. In particolare abbiamo assegnato al settore industriale una capacità di abbattimento delle emissioni limitata al 10% al 2030 rispetto ai volumi attuali, sia nelle attività di processo sia di combustione. Il minore obiettivo è giustificato dall'accesso a quote gratuite ancora per tutto il periodo e dalla maggiore complessità di convertire un processo industriale rispetto alla possibilità di abbattere le emissioni nel settore termoelettrico.

FIGURA A2.1. DOMANDA PERMESSI DI EMISSIONE DI SETTORI INDUSTRIALI E TERMoeLETTRICO (2005-2030) (MtCO₂)



Fonte: elaborazioni REF-E

La domanda del settore termoelettrico è invece data dalla differenza tra il *cap* di emissione e la domanda dei settori industriali. Secondo gli scenari REF-E, è il settore termoelettrico ad adeguare la domanda di permessi in maniera da chiudere il mercato ETS nelle quantità che permettono il rispetto degli obiettivi ambientali.

Con la riforma dell'ETS e il progressivo equilibrio tra domanda e offerta, infatti, il valore dei permessi andrà progressivamente a convergere sul costo di abbattimento delle emissioni nei volumi necessari al rispetto del vincolo introdotto dal *cap*. Tale valore corrisponderà all'opzione di abbattimento attraverso la sostituzione di generazione a carbone con generazione a gas naturale ancora sino al 2030. Gli attuali volumi di generazione a carbone e lignite, (circa 700 TWh in EU28), se sostituiti a gas permettono infatti una potenziale riduzione delle emissioni nell'ordine di 350 MtCO₂ rispetto a oggi. Tale potenziale è sufficiente al raggiungimento degli obiettivi al 2030 all'interno di scenari energetici in linea con

le politiche europee di efficienza energetica e sviluppo delle rinnovabili (**Figura A2.1**).

L'EFFETTO DELLA MARKET STABILITY RESERVE RIDIMENSIONA L'OFFERTA

L'offerta delle quote è determinata dal *cap* annuale di permessi di emissioni, dalle regole di allocazione degli stessi e dal volume di permessi circolanti sul mercato. Il *cap* dagli attuali 1.9 miliardi (1.8 miliardi al 2020), è ridotto a 1.3 miliardi di quote al 2030.

L'offerta nel periodo 2021-2030, per complessivi 15.3 miliardi, è strutturata in quote per l'allocazione gratuita, stabilite per direttiva ad un massimo del 43% del volume complessivo, e quote assegnate tramite asta per il rimanente 57% del totale. Il 43% corrisponde a un'allocazione nel decennio 2021-2030 di 6.6 miliardi di quote, con un'allocazione media annua di 660 milioni di quote contro i 760 milioni del periodo 2013-2020. Il 57% corrisponde alle rimanenti 8.8 miliardi di tonnellate.

La direttiva prevede inoltre delle sotto categorie:

- la riserva nuovi entranti per 200 MtCO₂ da ricavare dal volume complessivo di quote e da assegnare in base alle richieste di nuove attività produttive
- la quota da destinare al *modernisation fund*, fino al 2% delle quote totali, circa 300 MtCO₂, destinate ai paesi il cui PIL al 2013 risulta inferiore al 60% della media europea, per l'ammodernamento dei sistemi energetici da assegnare gratuitamente, anche nel perimetro della generazione elettrica, e tramite asta per i volumi restanti
- la quota da destinare all'*innovation fund*, per un volume di 400 MtCO₂, di cui 325 Mt dalle quote gratuite e 75 Mt dalle quote da collocare all'asta, e i cui proventi sono vincolati a progetti specifici di abbattimento

delle emissioni incluso il *carbon capture and storage* e tecnologie di accumulo

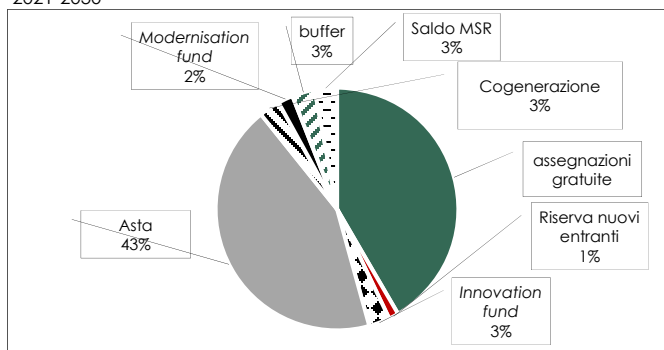
- una quota per la cogenerazione ad alto rendimento e il *district heating*, stimabile fino a circa 420 MtCO₂, assegnabile a titolo gratuito da detrarre dalle assegnazioni ad asta.

A tali volumi le regole della direttiva possono ulteriormente determinare delle modifiche sui quantitativi totali da assegnare tramite asta attraverso l'attivazione della MSR.

In particolare le regole della MSR prevedono:

- di ritirare dalle assegnazioni annuali su asta, qualora il volume delle quote circolanti sul mercato superi 833 MtCO₂, un volume di quote corrispondente al 24% del circolante nel periodo 2019-2023, e del 12% per gli anni successivi
- di immettere fino a 100 MtCO₂ anno, qualora il quantitativo di quote circolanti scenda sotto la soglia di 400 MtCO₂ anno.

FIGURA A2.2. COMPOSIZIONE % DELL'OFFERTA DI QUOTE DI EMISSIONE 2021-2030



Fonte: elaborazioni REF-E

I volumi che transitano in immissione o emissione dalla MSR dipenderanno dall'evolversi delle diverse variabili dei settori oggetto alla direttiva. Negli scenari REF-E più attendibili si prevede, nel periodo 2021-2030 un ulteriore ritiro di oltre 450 MtCO₂ nel 2021 e 2022, da aggiungere al ritiro di circa 750 MtCO₂ nel periodo 2019-2020. Le immissioni da parte della MSR sono previste solo negli ultimi anni in alcuni scenari a seconda della capacità dei settori ad allinearsi al *cap*.

Un ulteriore elemento importato per la definizione delle quantità finali di quote assegnate tramite asta è dato dall'applicazione del cosiddetto *buffer*. La direttiva prevede la possibilità di trasferire all'allocatione gratuita fino al 3% delle quote destinate ad asta, qualora i settori industriali esposti al *carbon leakage*, non avessero a disposizione quote gratuite sufficienti a soddisfare i bisogni produttivi. Il *buffer* potrebbe incidere fino a circa 450 MtCO₂ sul

totale.

A modificare l'offerta complessiva di quote potranno inoltre intervenire secondo la Direttiva:

- la possibilità di modificare gli obiettivi ambientali per allineare il meccanismo ETS agli obiettivi di Parigi o altri accordi internazionali, incrementando con successiva decisione il coefficiente lineare di riduzione delle emissioni oggi stabilito al 2.2%
- il *phase out* amministrativo delle centrali a carbone o lignite da parte degli Stati membri che possono contestualmente chiedere il ritiro delle quote riferite alla produzione termoelettrica delle centrali in oggetto.

GLI SCENARI ETS DI REF-E

Attraverso gli scenari è possibile analizzare l'impatto dell'evoluzione del *mix* termoelettrico al 2030 e delle quantità di apporti da carbone e lignite che verranno trasferiti alla generazione gas, per rispettare l'obbligo di riduzione delle emissioni ETS. Gli scenari inoltre permettono di verificare fino a che anno lo *switch gas*/carbone sarà determinante nella definizione del prezzo delle quote.

L'ammontare di energia elettrica contendibile² dalle fonti fossili è dato dall'andamento di altre variabili del settore elettrico, non direttamente, o solo marginalmente, influenzate dal sistema ETS. In particolare:

- la domanda elettrica il cui andamento è influenzato dalle dinamiche economiche di EU28, dalle politiche di efficienza energetica, dal trasferimento sul settore elettrico di quote di domanda della mobilità e usi riscaldamento
- lo sviluppo delle rinnovabili che è trainato dagli obiettivi europei e dai meccanismi di promozione negli Stati membri nel rispetto delle linee guida sugli aiuti di stato nell'Unione
- gli apporti della generazione nucleare e le relative politiche di dismissione dei paesi nel prossimo decennio.

I seguenti *input* sono stati utilizzati per la costruzione di sei scenari alternativi riportati nella **Tabella A2.1** di seguito:

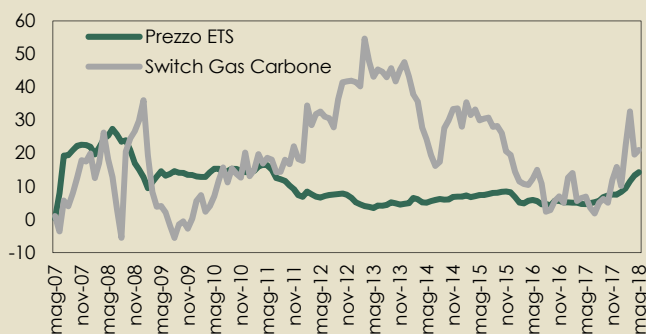
- tasso di crescita annuale della domanda elettrica sulla rete nel periodo 2021-2030, sotto tre diverse ipotesi, +0.4%, +0.7% e +0.9%
- copertura della domanda elettrica da apporti da fonte rinnovabile al 2030, sotto tre diverse ipotesi 40%, 45% e 50% rispetto all'attuale 30%

² Il contendibile termoelettrico è definito come la domanda elettrica al netto delle fonti rinnovabili, del nucleare e di una quota decrescente dagli attuali 80 TWh a 50 TWh da altre fonti.

BOX A2.1 - LO SWITCHING CARBONE/GAS GUIDA I PREZZI ETS

Dal 2017 il prezzo dei permessi di emissione risulta sempre più agganciato al valore di *switching* tra la generazione termoelettrica a carbone e generazione a gas. Già nel primo periodo di contrattazione 2005-2007 il valore dei permessi è stato allineato, se pur per breve periodo, allo *switch* gas/carbone. I volumi di scambio all'asta erano limitati, dal momento che le assegnazioni dei permessi avveniva a titolo gratuito anche per il termoelettrico. Dal 2009 e per tutto il secondo periodo 2008-2012, l'eccesso di offerta di quote sul mercato ha mantenuto i prezzi del CO₂ a valori minimi di 5-7 €/t nonostante il costo di abbattimento delle emissioni nel termoelettrico raggiungesse valori molto elevati anche superiori ai 50 €/t. La terza fase 2013-2020 è stata caratterizzata dal perdurare di una condizione di eccesso di offerta di quote che ha determinato un permanere del prezzo dei permessi sui valori minimi. L'introduzione del meccanismo di *back loading* e della *market stability reserve* prima e la proposta di revisione della Direttiva di ETS hanno permesso di sostenere il prezzo ETS nel corso del 2015-2016, pur su valori molto lontani dal costo di *switching*. Con la proposta di revisione dell'ETS, conclusa con la Direttiva 410/2018, il valore della quota si è allineato di nuovo al costo di *switching*.

FIGURA 1. ANDAMENTO PREZZI QUOTE ETS E SWITCH DI COSTO GENERAZIONE GAS/CARBONE 2007-2018



Fonte: elaborazioni REF-E

Durante il primo semestre 2017, tale dinamica è stata poco visibile, dal momento che la relazione prezzo combustibili gas/carbone manteneva i costi di abbattimento a circa 6 €/t. Dagli ultimi mesi del 2017, primi 2018, l'incremento del costo del gas naturale, solo parzialmente seguito dal incremento del costo del carbone, ha portato lo *switch* attorno i 20 euro, trascinando il prezzo dell'ETS sino ai 16 euro (**Figura 1**).

Secondo le analisi REF-E, il prezzo di riferimento del mercato CO₂ è costituito dalla stima di costo di *switch* gas/carbone attorno al 2022-2023, quando il mercato inizierà a essere in equilibrio. 16 €/t, scontato dell'1% anno per aggiornare il valore odierno. Ancora nell'immediato, l'eccesso

di offerta di quote sul mercato, non permette di allineare pienamente il prezzo del CO₂ al differenziale attuale di *switch*. Tuttavia, anche nel breve periodo sarà possibile osservare dei prezzi di mercato superiori al prezzo di riferimento. Ciò è dovuto alla distribuzione delle quote in circolazione tra gli operatori e al ruolo del mercato secondario nel fissare il prezzo di chiusura del mercato nei prossimi anni.

I soggetti che hanno in mano le quote sono soggetti a obbligo e la loro offerta, dal momento che i tagli per alimentare la MSR sono fatti sulle quote da assegnare tramite asta, risulta indispensabile per chiudere il mercato. In presenza di un valore di *switch* elevato nel breve periodo, la propensione alla vendita verrebbe modificata dalle aspettative attuali di costo *switch* oltre che dal prezzo di riferimento. Secondo le nostre previsioni pertanto anche nel breve periodo le contrattazioni delle quote riusciranno a spuntare un prezzo leggermente superiore a quello di riferimento di lungo periodo.

La **Tabella 1** riporta le previsioni di prezzo al 2020 in cui viene indicato:

- il valore medio dell'anno del prezzo di riferimento attualizzato rispetto alle previsione di 16 euro al 2023
- il costo medio di *switch* gas/carbone nell'anno, calcolato in base alle nostre previsione di prezzo dei combustibili fossili
- la previsione REF-E con un *mark-up* rispetto al prezzo di riferimento. Il *mark-up* è stimato nella media mobile (6 mesi) della metà della differenza tra prezzo di riferimento e costo di *switch* gas/carbone.

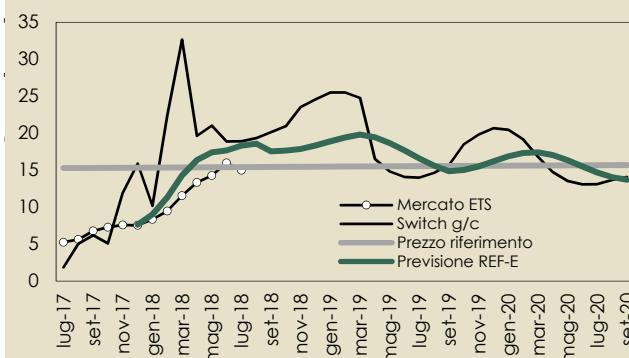
TABELLA 1. PREVISIONI DI PREZZO AL 2020

	2018	2019	2020 primi 9 mesi
Prezzo di riferimento	15,4	15,5	15,6
Costo di <i>switch</i> gas/carbone nell'anno	21,0	18,7	15,7
Previsione REF-E con <i>mark-up</i> vendita	16,2	17,0	15,7

Fonte: elaborazioni REF-E

Le simulazioni sono state condotte con un'ipotesi di obiettivo EU28 delle rinnovabili al 27% della domanda finale. L'introduzione di politiche e obiettivi maggiormente favorevoli all'efficienza energetica e alla penetrazione delle fonti rinnovabili da parte dell'Unione Europea, rispetto a quelli a oggi stabiliti, permetterebbe un più agevole raggiungimento degli obiettivi ETS da parte del termoelettrico,

FIGURA 2. PREVISIONE PREZZO 2018-2020 (€/Tco2)



Fonte: elaborazioni REF-E

favorendo una riduzione del valore della quota.

Attorno al 2020 in previsione di un equilibrio ormai prossimo del mercato, il costo delle quote andrà a convergere al costo di abbattimento dato dal differenziale tra la generazione a gas e a carbone (**Figura 2**). Le previsioni al 2020 pertanto fa convergere i tre casi.

È il segnale che la Direttiva ETS ha cominciato a funzionare nel suo impianto originario.

- contributo da energia nucleare costante nei diversi scenari e pari a 500 TWh al 2030, 300 TWh in meno rispetto agli circa 800 TWh attuali.

La quota gas nel contendibile termoelettrico, necessaria per costruire scenari *compliant* con la Direttiva ETS, oscilla tra il 60%, sotto l'ipotesi di bassa crescita della domanda elettrica (+0.4%) e alta penetrazione delle rinnovabili nel settore elettrico, (50%), e l'80% in caso di alta domanda, (0.9%), e rinnovabili limitate al (40%).

Lo *switch* gas/carbone permette di raggiungere gli obiettivi 2030, in tutti gli scenari più attendibili. Ad esempio dal confronto tra scenario 1 (non *compliant*) e scenario 6 emerge come a fronte di una crescita della domanda del 0.9% e una penetrazione delle rinnovabili al 40%, lo *switch* sul gas fino all'80% del contendibile termoelettrico permette di ritornare a una situazione di equilibrio di mercato, anche grazie agli apporti della riserva. In base a tali simulazioni è ipotizzabile prevedere che il costo di abbattimento del CO2 sarà, ancora nel lungo periodo, determinato dalle differenze di costo tra gas e carbone/lignite. Il livello di prezzo sarà dato dal costo marginale di abbattimento per le quantità imposte dal *cap*. Minore la domanda elettrica e maggiori gli apporti da rinnovabili, minore sarà il valore della quota ETS dal momento che il prezzo sarà dato dalla sostituzione di impianti a carbone a minore efficienza e quindi con un costo inferiore di *switch* con il gas.

La **Tabella A2.1** riporta gli indicatori più rilevanti degli scenari a seconda delle diverse variabili:

- Il saldo, ovvero la differenza tra offerta e domanda di quote di CO2 nel periodo 2021-2030. Un valore positivo indica la distanza del settore termoelettrico dall'obiettivo ETS, un valore negativo riporta un surplus di abbattimento rispetto all'obbligo.
- Il ruolo della *Market Stability Reserve* nel bilanciare il mercato:
 - nel ritirare le quote dalla disponibilità delle aste, qualora le quote in circolazione siano superiori a 833 Mt
 - nell'immettere sul mercato quote per un massimo annuale di 100 Mt, qualora i permessi in circolazione siano inferiori alle 400 Mt.

In tutti gli scenari la MSR ritira quote dal mercato nel primo periodo (2021-2023) fino ad assorbire il surplus, e solo in alcuni scenari interviene in immissione negli ultimi anni.

TABELLA A2.1.

EU28	Scenari					
	1	2	3	4	5	6
Domanda elettrica	0.9%	0.4%	0.7%	0.4%	0.9%	0.9%
Percentuale rinnovabili	40%	50%	45%	40%	50%	40%
Percentuale gas	60%	60%	70%	80%	70%	80%
Saldo emissioni 2021-2030 rispetto al <i>target</i>	1 700	-533	0	-250	-520	330
Quote ritirate dalla riserva	243	720	490	490	510	470
Quote immesse dalla riserva	500	-	100	-	-	300
Ipotesi buffer	450					

Fonte: elaborazioni REF-E

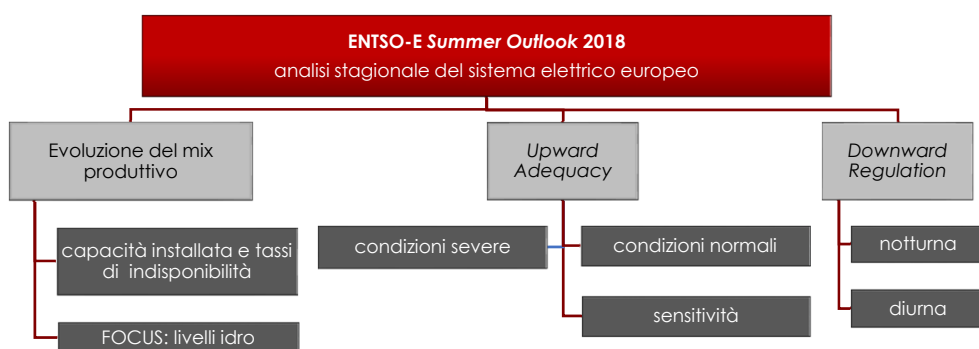
Il *buffer* sottopone gli scenari all'ipotesi che vengano ritirate dalle allocazioni ad asta fino a 450 MtCO2 per essere destinate ai settori industriali soggetti a *carbon leakage*. Il saldo degli scenari 2, 4 e 5 sembra sufficiente ad assorbire l'eventuale ritiro dall'offerta dei volumi del *buffer*. Lo scenario 3 sarebbe ancora in grado di raggiungere l'obiettivo grazie ad apporti della riserva mentre lo scenario 6 prevede emissioni in eccesso rispetto agli obiettivi, se pur in quantità poco significative.

APPROFONDIMENTO 3. ESTATE 2018: SISTEMA ELETTRICO EUROPEO ADEGUATO ANCHE IN CONDIZIONI CRITICHE

Il *Summer Outlook 2018*¹, pubblicato da ENTSO-E il mese scorso, propone un'analisi previsionale dei potenziali rischi di adeguatezza attesi nel sistema elettrico europeo per la prossima stagione estiva (30 maggio – 30 settembre). Lo studio si estende sui 36 paesi membri di ENTSO-E (Turchia inclusa) e incorpora la visione dei singoli TSO sia sui rischi relativi alla copertura della domanda estiva sia sulle contromisure pianificate da implementare autonomamente o in cooperazione tra i TSO.

Per verificare l'adeguatezza del sistema, ENTSO-E esamina l'evoluzione di diverse variabili come lo sviluppo del *mix* di generazione, l'*upward adequacy*², il *downward regulation*³, e date le condizioni critiche idrologiche verificatesi l'estate scorsa, i livelli di invaso dei serbatoi (**Figura A3.1**).

FIGURA A3.1. METODOLOGIA ENTSO-E PER L'ANALISI STAGIONALE



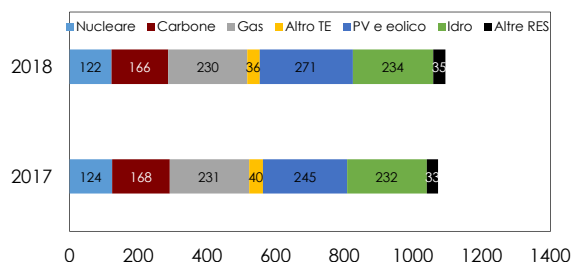
Fonte: ENTSO-E

I dati di *input* su cui ENTSO-E sviluppa lo studio provengono dai TSO (garantendo dettaglio accurato a livello nazionale relativo alla generazione e alla domanda di energia e ai periodi di mantenimento degli impianti) e dal *pan-European Climate Database* (PECD) in cui sono raccolti dati storici inerenti a *load sensitivity* alla temperatura e i *load factor* di eolico e fotovoltaico nel perimetro europeo per un arco temporale degli ultimi 34 anni storici. Le analisi stagionali

vengono effettuate in una prima fase al livello nazionale per singolo paese, e successivamente a livello integrato europeo, verificando il contributo dei paesi adiacenti nel bilanciare i paesi in potenziale scarsità di capacità di adeguatezza. Nei casi di concreti rischi di adeguatezza, sono previste analisi probabilistiche integrative.

LA CRESCITA DELLA CAPACITÀ INSTALLATA È GUIDATA DALLA GENERAZIONE RINNOVABILE

FIGURA A3.2. CAPACITÀ INSTALLATA ENTSO-E NEL PERIODO ESTIVO* (net GW)



*Stima della capacità installata durante settimana 29

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ENTSO-E

L'analisi dello scenario europeo per l'estate 2018 sotto il profilo della capacità di generazione disponibile vede un incremento atteso del parco produttivo di circa 21 GW rispetto all'estate scorsa, che porta l'installato totale intorno ai 1,094 GW netti (**Figura A3.2**).

La variazione della capacità totale è impattata da una parte negativamente dalle dismissioni di centrali convenzionali, ma dall'altra positivamente dalla realizzazione di nuovi investimenti in impianti rinnovabili che più che compensano le progressive chiusure. Rispetto all'estate 2017, la capacità di generazione *fossil-based* si è ridotta di circa 7 GW, di cui 2 GW di carbone⁴, 1 GW di gas e 4 GW di altre fonti termoelettriche, mentre l'ammontare della capacità rinnovabile è incrementato di circa 30 GW, dovuto principalmente a nuovi impianti eolici e solari (+26 GW nel 2018). La generazione nucleare registra una leggera riduzione di 2 GW in seguito alle politiche di phase out messe in atto da alcuni paesi europei.

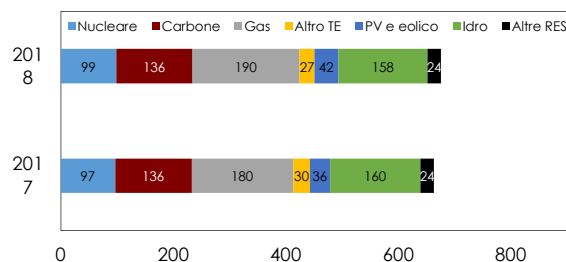
¹ <https://www.entsoe.eu/news/2018/05/30/entso-e-summer-outlook-2018-no-expected-risk-to-europe-s-security-of-supply-level-of-hydro-reservoirs-to-be-monitored/>,

² L'*Upward Adequacy* del sistema elettrico misura la capacità delle risorse disponibili (asset di generazione locali, demand side response e importazioni) di garantire la copertura della domanda elettrica, calcolando il margine di riserva in condizioni climatiche normali e critiche. Condizioni climatiche normali si riferiscono al picco di domanda, producibilità rinnovabile e tasso di disponibilità degli impianti convenzionali in linea con le medie storiche. Condizioni climatiche critiche si riferiscono al picco di domanda elevato, bassa producibilità rinnovabile non programmabile e bassa disponibilità degli impianti convenzionali che si potrebbero verificare con una probabilità inferiore a 1 su 20 anni.

³ Il margine di *Downward Regulation* rappresenta la capacità del sistema elettrico di assorbire l'eccesso di energia non programmabile nelle ore di bassa domanda.

⁴ Lignite compresa.

FIGURA A3.3. CAPACITÀ DISPONIBILE NEL PERIODO ESTIVO* (net GW)



*Stima della capacità installata durante settimana 29

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ENTSO-E

Così il contributo della capacità rinnovabile⁵ nel *mix* di capacità di generazione 2018 cresce fino al 45% del parco installato, pari al +2% rispetto all'estate scorsa.

Ma l'aumento della potenza rinnovabile non è da considerare un fenomeno che comporta compensazione alla pari anche da punto di vista dell'energia prodotta (**Figura A3.3**): la generazione proveniente dalle tecnologie rinnovabili, fonti intermittenti in particolare, è direttamente influenzata dalle condizioni climatiche e il suo sviluppo apporta anche un aumento della volatilità del *mix* produttivo e dell'incertezza sulla capacità del sistema elettrico di garantire la copertura del picco di domanda atteso.

Da circa 271 GW di capacità installata nel 2018, l'eolico e il solare contribuiscono alla copertura della domanda soltanto con 42 GW di generazione mediamente disponibile.

BASSO RISCHIO DI DEFICIT ANCHE IN CONDIZIONI CLIMATICHE ESTREME

L'adeguatezza del sistema europeo (*upward adequacy*) è definita come la capacità delle risorse complessivamente disponibili di soddisfare la domanda in ogni momento garantendo la sicurezza del sistema elettrico. Nello studio di ENTSO-E i rischi potenziali all'adeguatezza vengono verificati calcolando il margine di riserva (*remaining capacity*) sia in condizioni normali, sia in condizioni critiche. La metodologia del margine di riserva considera l'effetto delle condizioni climatiche, dell'evoluzione e della gestione della domanda, dello sviluppo della generazione e delle indisponibilità pianificate o accidentali delle risorse di generazione. L'adeguatezza viene esaminata in primo luogo a livello paese e successivamente a livello europeo, considerando un simultaneo picco estivo. A seconda dei risultati che emergono a valle delle simulazioni i paesi analizzati sono classificati in 4 categorie:

- paesi autosufficienti, in grado di coprire adeguatamente la propria domanda e di esportare verso l'estero
- paesi autosufficienti, in grado di coprire la propria domanda adeguatamente importando dall'estero
- paesi che ricorrono alle importazioni per coprire eventuali deficit dovuti alla scarsità di risorse nazionali
- paesi con impossibilità di coprire pienamente il proprio deficit attraverso le importazioni per un'insufficienza della capacità transfrontaliera o scarse infrastrutture interne.

In condizioni climatiche normali la capacità di generazione e la *market-based demand side response* suppliscono senza problemi alla domanda elettrica estiva, riconfermando l'assenza di criticità per il sistema europeo a far fronte al picco estivo. Solo una minoranza di paesi manifestano la necessità di importare (almeno in una settimana del periodo analizzato) per soddisfare la propria domanda nel momento di picco stagionale: è il caso di Ungheria, Italia e Lituania. Austria, Spagna e Germania che si presentano autosufficienti ma predisposte ad importare secondo la prospettiva di mercato, mentre Svizzera e Francia risultano autosufficienti ed esportatori.

Dai risultati delle simulazioni si conferma la capacità del sistema elettrico europeo di far fronte alla domanda anche in condizioni climatiche critiche⁶ e l'assenza di rischi concreti per l'adeguatezza. La domanda crescente e la potenziale minore disponibilità delle risorse non-programmabili, però, comportano un maggior utilizzo delle capacità *cross-border* e un incremento dei paesi che ricorrerebbero alle importazioni: Croazia, Danimarca, Ungheria, Italia, Macedonia e Lituania. Francia e Svizzera rimangono autosufficienti, mentre l'Austria mostra necessità di importazione per garantire l'adeguatezza alla fine di agosto 2018. La Germania è autosufficiente ma incline a importare, mentre la Spagna risulta autosufficiente e per 1/3 incline a importare e per 2/3 incline ad esportare in base alle condizioni di mercato.

PROBABILE OVERGENERATION IN IRLANDA E ITALIA NELLA ZONA SUD NEI CASI DI BASSA DOMANDA E ALTA PRODUCIBILITÀ DELLE RINNOVABILI

Considerati il crescente contributo della generazione variabile (eolico e solare) e la riduzione tendenziale di risorse convenzionali, aumenta la probabilità di criticità relative alla gestione dell'eccesso di generazione da fonti non programmabili. La metodologia del margine di *downward regulation* consiste nell'identificare il potenziale eccesso di generazione durante periodi di domanda particolarmente bassa, e prima di subire eventuali tagli, verificare la disponibilità di capacità di interconnessione per esportare l'eccesso di energia verso i paesi limitrofi.

⁵ Idroelettrico rinnovabile incluso.

⁶ La metodologia adottata assume condizioni climatiche estreme (ondate di freddo invernale e caldo torrido estivo, basse irradiazioni solari e basso vento) simultanee per l'intera Europa, con una probabilità pari a 1 su 20 anni.

ENTSO-E valuta il *downward regulation* e la fattibilità dei flussi *cross-border* in due momenti distinti:

- domenica alle 5 di mattina, che riflette valori storici più bassi di domanda e alta ventosità⁷ (*nighttime*)
- domenica alle 11 di mattina con alta produzione fotovoltaica (*daytime*)

Dai risultati dell'analisi si possono distinguere le seguenti 3 categorie:

- paesi in grado di assorbire tutta la generazione non-programmabile
- paesi in cui la generazione eccede la domanda e ricorrono all'esportazione del surplus almeno in una settimana del periodo analizzato
- paesi in cui l'esportazione dell'eccesso non sia possibile (per limiti di interconnessione o *downward regulation* in atto nei paesi limitrofi) ed è necessario decurtare il surplus di generazione.

L'analisi *daytime* mostra che l'eventuale necessità di curtailment delle rinnovabili sarà potenzialmente necessaria all'Italia e precisamente al Sud, in Sicilia e in Sardegna, a inizio e fine stagione. Austria, Svizzera, Spagna, Francia, Nord Italia, Centro Nord Italia e Centro Sud Italia non registrano eccesso di generazione con conseguente assenza di necessità di esportare. La Germania ha eccedenze che possono essere esportate. In Italia Sud, 7 settimane saranno interessate (inizio e fine stagione) dai tagli, mentre per il resto delle settimane sarà possibile esportare senza incorrere in tagli. In Sicilia nelle settimane centrali estive non ci saranno eccessi di generazione, mentre a inizio e fine stagione si riterranno potenzialmente necessari dei tagli, con prima della fine stagione possibilità di esportazioni. In Sardegna si ripropone il caso speculare in atto per il Sud.

Dall'analisi *nighttime* emerge che i paesi esposti a un possibile eccesso di generazione durante il giorno presenteranno un eccesso anche durante la notte. In questo caso il numero di paesi esportatori aumenterebbe: Bulgaria, Repubblica Ceca, Francia, Irlanda, Nord Irlanda e Polonia. I risultati confermano la capacità dei paesi di esportare: emergerebbe la necessità di tagliare l'eccesso nel Sud Italia e in Settembre per Irlanda e Nord Irlanda. Austria, Svizzera e Germania non mostrano cambiamenti rispetto all'analisi *daytime*. Francia per la maggior parte non necessita di esportazioni; ne usufruirà a inizio stagione e per due settimane prima del termine della stagione. In Italia scenario speculare a quello *daytime*, con riduzioni delle settimane dei tagli di fine stagione per Sud e Sardegna.

SERBATOI IDRICI SOTTO MONITORAGGIO

In aggiunta alle analisi sopra descritte, ENTSO-E pone l'attenzione al livello dei serbatoi idrici europei, soprattutto per i paesi in cui la generazione idrica rappresenta una componente rilevante nel *mix* di generazione. La prima parte dell'anno 2018 è stata caratterizzata da livelli di invaso nei serbatoi idrici europei particolarmente bassi (alcuni paesi hanno registrato i record dei minimi storici), esito di un anno 2017 arido. Tuttavia, l'elevato quantitativo di neve depositato, specialmente nella zona alpina, dà fiducia che al suo scioglimento rischi potenziali possano rientrare. Infatti a oggi i valori registrati riportano un miglioramento con valori nella media o leggermente superiori alla stessa. Tuttavia, nel caso di precipitazioni ridotte nei prossimi mesi, sarà necessario tenere monitorata la situazione dei serbatoi, nonostante non vi sia rischio conclamato soprattutto per quei paesi come Austria, e Svizzera in cui la generazione idrica rappresenta una porzione ampia (maggiore del 50%) della produzione interna.

ITALIA: ADEGUATEZZA GARANTITA MA L'IMPORT INDISPENSABILE IN CONDIZIONI DI PICCO DELLE TEMPERATURE

Considerate le criticità emerse per il sistema italiano nella scorsa edizione del *Summer Outlook* (estate 2017), anche nella versione 2018 ENTSO-E ha approfondito le analisi al livello paese.

La stima dei margini di riserva in condizioni normali suggerisce che l'adeguatezza sia garantita quasi in tutte le zone italiane da risorse locali, con eccezione della parte centrale (Centro Nord e Centro Sud) dove il contributo delle zone adiacenti risultano indispensabili. In condizioni estreme, però, le congestioni nella direzione Sud-Nord diventano molto probabili e la disponibilità della capacità di importazioni *cross-border* risulta fondamentale. Le analisi ENTSO-E indicano come periodi più critici il mese di luglio in condizioni normali, e in condizioni di temperature più elevate della media - le settimane da giugno a settembre (escluso il periodo centrale di agosto). Tuttavia, in caso di eventi eccezionali, Terna si è riservata la possibilità di spostare o cancellare le manutenzioni pianificate per garantire maggior disponibilità dell'offerta.

Nonostante la stima dell'adeguatezza *upward* non indichi problematiche né in condizioni normali, né in condizioni critiche, ENTSO-E ha effettuato una analisi probabilistica di sensitività relativa al periodo estivo più stringente per il paese (fine luglio) per accertare l'assenza di rischi concreti. I risultati confermano gli esiti delle valutazioni deterministiche con indicatori di adeguatezza in Italia migliori rispetto alla stagione

⁷ Per i valori della generazione variabile sono stati scelti i valori del 95mo percentile dei campioni di dati estratti dal PECD.

BOX A3.1. ELFO++ EUROPE SI ESTENDE SULL'INTERO PERIMETRO ENTISO-E**NEW**

La progressiva integrazione a livello di organizzazione e la sempre più intensa interazione fra mercati elettrici europei rende indispensabile, impone la modellizzazione completa del mercato elettrico europeo per l'implementazione di analisi predittive accurate.

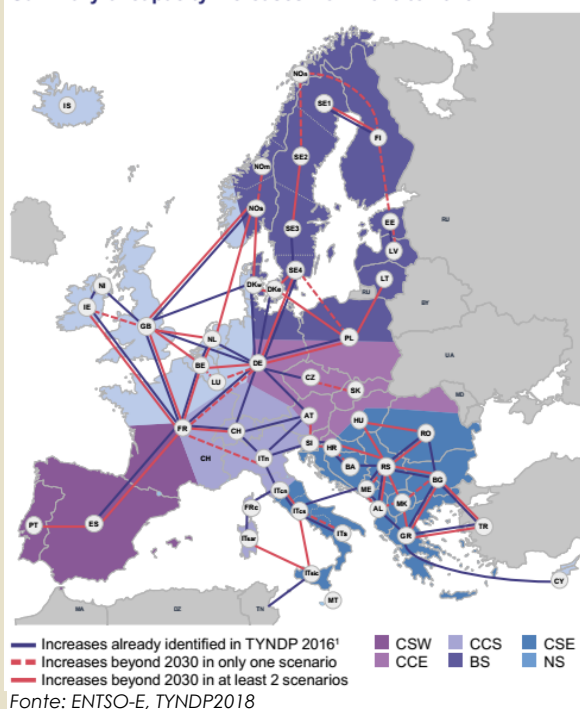
Per migliorare la qualità e lo spettro dei servizi offerti, il modello Elfo++ Europe¹ di REF-E evolve includendo nella versione commerciale il perimetro geografico dei 36 paesi membri di ENTISO-E (Turchia compresa), rappresentando 56 *bidding zone* (inclusi i poli di produzione limitati italiani) collegate tramite 116 interconnessioni equivalenti in conformazione magliata. Il *database* degli impianti termoelettrici include attualmente più di 1,400 unità di produzione modellate esplicitamente. Il *mix* di generazione è rappresentato inoltre da:

- 58 unità equivalenti degli impianti idroelettrici a serbatoio e 33 unità equivalenti di pompaggio con le relative caratteristiche tecniche
- 199 generatori equivalenti per rappresentare a livello zonale le produzioni da fonti rinnovabili (solare, eolico, bioenergia e geotermico, idro ad acqua fluente e mini idro)
- 15 unità equivalenti della generazione nucleare
- 61 generatori equivalenti della generazione termoelettrica di taglia non rilevante e altre fonti non-rinnovabili
- la modellizzazione di 17 interconnessioni equivalenti con i paesi confinanti non ENTISO-E

La fonte principale utilizzata per l'implementazione della base dati della nuova versione di Elfo++ Europe è costituita dagli scenari sottostanti il Piano Decennale di Sviluppo della Rete Europea di ENTISO-E (TYNDP), con riferimento agli scenari TYNDP 2018 “*Best Estimate*” per il 2020-2025 e “*Sustainable Transition*” per il 2030-2040.

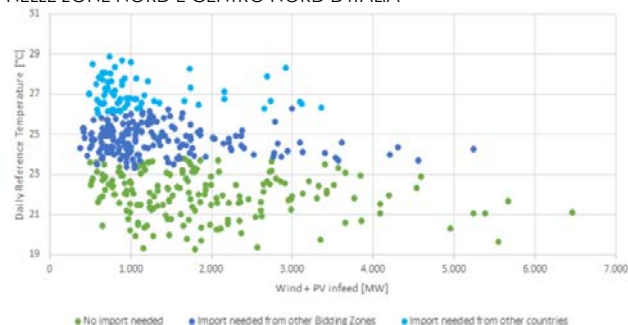
Lo sviluppo dell'algoritmo di ottimizzazione e alcuni espedienti ingegneristici nelle opzioni di simulazione consentono tempistiche di simulazione molto brevi (la versione attuale impiega circa mezz'ora per la simulazione annuale di 36 paesi interconnessi).

FIGURA 1. EVOLUZIONE DEL SISTEMA INTERCONNESSO EUROPEO
Summary of capacity increases from 2020 to 2040



¹ Elfo++ Europe è l'evoluzione europea del modello deterministico Elfo++ dedicato alla simulazione del Market Coupling europeo su diversi orizzonti temporali (breve, medio e lungo termine). Maggiori informazioni sono disponibili sul sito REF-E, www.ref-e.com.

FIGURA A3.4. ANALISI PROBABILISTICA DI SENSIVITA' ALLA TEMPERATURA NELLE ZONE NORD E CENTRO NORD D'ITALIA



Fonte: ENTSO-E

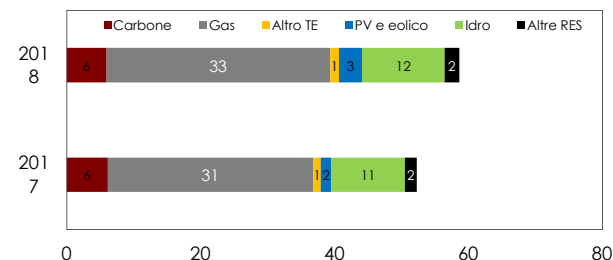
26 gradi in media con 15% probabilità (qualora vi sia congestione delle interconnessioni tra Sud e Nord Italia).

Dall'altro canto, le analisi ENTSO-E indicano che all'inizio e alla fine del periodo estivo (incluse le settimane centrali di agosto) condizioni di scarsità di capacità di *downward regulation*, diventano probabili per la macrozona Sud nelle ore di bassa domanda. Per garantire la sicurezza del proprio sistema, Terna ha predisposto un piano di emergenza che prevede diverse azioni in caso di necessità: intensificare il coordinamento con i TSO adiacenti, eventuale riduzione coordinata della *net transfer capacity* e distacchi della generazione non-programmabile dalla rete (curtailment).

Al miglioramento dell'adeguatezza italiana per l'estate 2018 hanno contribuito diversi fattori:

- maggiore disponibilità della capacità di generazione netta rispetto alla scorsa estate dovuta all'incremento della disponibilità di generazione convenzionale con riattivazione di impianti in stato di conservazione⁹ lo scorso anno (Figura A3.4) e atteso rientro dei livelli dei serbatoi idroelettrici nelle medie storiche, se non i livelli massimi data la quantità di neve accumulata nelle Alpi italiane (Figura A3.5)
- ottimizzazione nella programmazione della manutenzione grazie alla stretta collaborazione con gli operatori di mercato per realizzare una migliore distribuzione delle fermate pianificate.

FIGURA A3.5. ITALIA: CAPACITA' DISPONIBILE NEL PERIODO ESTIVO* (net GW)



*Stima della capacità installata durante settimana 29

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ENTSO-E

ADEGUATEZZA GARANTITA, MA ATTENZIONE CONTINUA SULLE CONTINGENCY DI BREVE PERIODO

Nonostante le conclusioni rassicuranti dello studio di adeguatezza ENTSO-E, al verificarsi di eventi straordinari inerenti la disponibilità della generazione o della trasmissione, il rischio di adeguatezza permane. È prevista una rivalutazione delle condizioni di adeguatezza di breve termine (*active power adequacy analysis*), implementata dai coordinatori regionali della sicurezza (*Regional Security Coordinators, RSC*) su base settimanale, per tenere in considerazione i più recenti avvenimenti e avvertire i TSO in caso di concreto rischio.

Inoltre, la metodologia adottata da ENTSO-E nell'analisi stagionale presenta alcune limitazioni che dovrebbero essere considerate nell'interpretazione dei risultati. L'analisi di adeguatezza è implementata in condizioni di picco di domanda sincrono al livello europeo (mercoledì alle ore 19, picco serale), condizione che potrebbe essere molto pessimistica, e sottovaluta i potenziali rischi specifici derivanti nei momenti di picco nazionale o regionale che potrebbe non coincidere con quello pan-Europeo. Per superare tali limitazioni, ENTSO-E prevede il prossimo sviluppo di una metodologia interamente probabilistica con calcoli orari a livello Europeo per affinare ulteriormente le analisi.

⁸ Nel mese di giugno 2018 Terna ha contrattualizzato 179 MW di UVAC dai 500 MW richiesti per il periodo 18 giugno -30 settembre 2018. Entro giugno verranno messi ad asta ulteriori 321 MW per il periodo 1 luglio-30 settembre.

⁹ L'analisi ENTSO-E esclude eventuale indisponibilità dell'impianto a carbone di Brindisi Sud dovuta a potenziali rischi autorizzativi.

APPENDICE 1. TABELLA DI SINTESI DEGLI SCENARI

TABELLA 1. SINTESI DEGLI SCENARI*

	2017 definitivo	2018 Scenario Reference	2019 Scenario Reference	2018 HIGH	2019 HIGH	2018 LOW	2019 LOW
 Mercati del petrolio e scenario macroeconomico 							
Pil (% variazione a/a)	1.4%	1.3%	0.9%				
Prezzo Brent (\$/bbl)	54.9	73.6	74.2	78.4	87.5	66.1	58.4
Tasso di cambio (\$/€)	1.13	1.21	1.20				
 Mercato del gas naturale 							
Prezzo gas al PSV (€/MWh a PCS) ⁽¹⁾	19.6	23.6	22.9	24.2	24.9	22.4	20.3
Spread PSV-TTF (€/MWh a PCS)	2.3	1.9	2.2	1.6	1.9	2.0	2.2
Costo di logistica variabile gas (€/MWh a PCI)	2.0	2.2	2.6	2.2	2.6	2.2	2.6
 Mercato del carbone e dei permessi di emissione 							
Prezzo carbone (\$/t) ⁽²⁾	84.4	91.3	89.0	98.3	102.2	83.7	75.9
Prezzo carbonio (€/tCO ₂ eq)	5.8	15.3	17.3	15.3	17.3	15.3	17.3
 PUN e componenti di costo 							
PUN (€/MWh)	53.9	59.9	59.8	63.4	67.4	54.9	51.0
Costo gas (€/MWh) ⁽³⁾	44.7	53.3	52.5	54.7	56.8	50.9	47.2
Costo carbone (€/MWh) ⁽³⁾	35.6	36.4	35.4	38.3	39.9	33.4	30.9
Onere ETS - impianti CCGT (€/MWh) ⁽⁴⁾	2.2	5.8	6.5	5.8	6.5	5.8	6.5
Onere ETS - impianti a carbone (€/MWh) ⁽⁵⁾	5.6	14.7	16.6	14.7	16.6	14.7	16.6
CSS (€/MWh)	7.0	0.8	0.8	3.0	4.1	-1.8	-2.6
CDS (€/MWh)	12.8	9.1	7.7	10.6	10.7	6.4	3.4
 Consumi 							
Domanda elettrica (TWh)	320.5	320.9	320.7	323.6	324.1	317.5	315.7
Domanda elettrica (% variazione a/a)	1.8%	0.1%	-0.1%	1.0%	0.1%	-0.9%	-0.6%
Domanda gas (Gmc)	74.7	70.3	69.1	73.5	74.2	68.5	66.0
Domanda gas (% variazione a/a)	8.0%	-5.8%	-1.8%	-1.6%	1.0%	-8.2%	-3.7%
Generazione da fonti rinnovabili (TWh)	101.5	111.3	115.5	103.2	95.4	121.1	135.3
Idro	35.7	45.5	48.7	41.9	35.2	51.3	61.7
Eolico	17.5	17.5	17.6	15.4	14.0	19.5	21.1
Fotovoltaico	24.8	23.9	24.7	21.7	21.6	26.2	27.8
Geotermico	5.8	5.8	5.8	5.9	5.8	5.9	5.8
Biomasse e RSU	17.7	18.6	18.8	18.3	18.8	18.3	18.8
Import	37.8	46.1	45.5	41.0	45.5	46.1	45.5
Domanda contendibile	181.2	163.5	159.7	179.4	183.2	150.2	135.0

* Aggiornato al 28 giugno 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



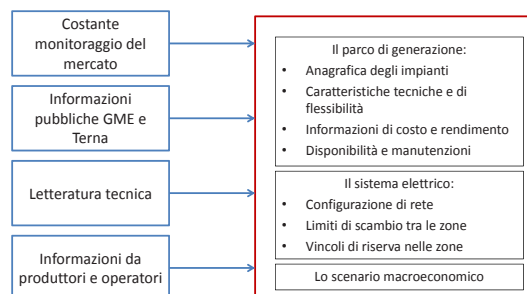
Modello strutturale leader in Italia per la simulazione del mercato elettrico e la previsione del prezzo all'ingrosso

- 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

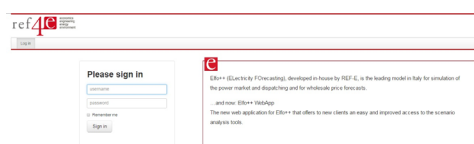


La suite di Elfo+

Elfo+ short term	Elfo+ MSD	Elfo+ CAPACITY
Previsione dei prezzi zonali 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