



Sottoscrittori

A2A SpA, Acea Energia SpA, AET Azienda Elettrica Ticinese, Aimag SpA, Anigas, Axpo Italia SpA, CSEA Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, CdP Cassa Depositi e Prestiti, CVA Trading Srl, E.ON Italia SpA, Edison SpA, Engie, EP Produzione SpA, Erg Power Generation, Hera Trading Srl, Innowatio SpA, Iren SpA, Repower Italia SpA, RWE Innogy Italia SpA, Sorgenia SpA, Telecom Italia SpA, Tenaris Dalmine, Terna SpA, Tirreno Power SpA

EXECUTIVE SUMMARY

pag. 3

1. SCENARIO MACROECONOMICO E COMMODITY

pag. 5

- L'ECONOMIA ITALIANA RISALE MA CON BASSE PRETESE

pag. 5

- BREXIT E TRUMP SULLO SFONDO ITALIANO

pag. 7

- CRUDE OIL: TRUMP VERSO OPEC

pag. 7

- ETS ANCORA NON DECOLLA

pag. 9

- CARBONE: TRA BRENT ED EQUILIBRI GLOBALI PRECARI

pag. 10

2. OUTLOOK PER IL MERCATO GAS

pag. 11

- GAS TRA DINAMICHE CROSS-COMMODITY E LIMITI PRODUTTIVI

pag. 11

- ECONOMIA, CLIMA ED EFFETTO FRANCIA RAVVIVANO LA DOMANDA ITALIA

pag. 12

- ITALIA: ANCORA SETE DI VOLUMI SPOT

pag. 13

3. OUTLOOK PER IL MERCATO ELETTRICO

pag. 15

- PUN TRAINATO DAL GAS

pag. 15

- CSS CONTENUTO SENZA CONTINGENCY

pag. 16

- CARBONE COMPRESSO TRA RINNOVABILI E CCGT

pag. 17

4. ANALISI DI SENSITIVITÀ

pag. 19

APPROFONDIMENTO 1. ADEGUATEZZA DEL SISTEMA ITALIANO: OVERCAPACITY O SCARSITÀ?

pag. 21

APPROFONDIMENTO 2. ANDAMENTO DEI VOLUMI MSD

pag. 24

APPROFONDIMENTO 3. I POSSIBILI IMPATTI DEL CAPACITY MARKET SUI MERCATI SPOT

pag. 25

APPROFONDIMENTO 4. COAL-TO-SWITCHING: RISCHI E IMPATTI NEL SISTEMA EUROPEO

pag. 28

APPROFONDIMENTO 5. OPPORTUNITÀ PER IL GNL: INDICAZIONI DAL MERCATO E POTENZIALI SBLOCCHI AL PSV

pag. 32

APPENDICE I - TABELLA DI SINTESI SCENARIO REFERENCE

pag. 34

Direttore responsabile

Virginia Canazza

Direttore Osservatorio Energia

Claudia Checchi

Coordinamento

Roberta d'Alessandro

Gruppo di lavoro

Giulia Ardito, Sergio Ascari, Donatella Bobbio, Virginia Canazza, Giacomo Ciapponi, Andrea Coletta, Roberta d'Alessandro, Michele Dalena, Federica Davò, Pablo Ángel Escribano Martín, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Giulia Mazzanti, Giorgio Perico

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.
- [Rapporto Energia](#), fa il punto sull'evoluzione e le prospettive dei settori elettrico e del gas attraverso un'analisi della regolamentazione e della struttura del mercato in Italia e in Europa. Elabora scenari di mercato a medio termine.
- 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

Prossime pubblicazioni

- Working paper "Smart meter: aspetti tecnologici, economici e regolatori della gestione intelligente della rete" - n. 15, in fase di pubblicazione

Ultime pubblicazioni

- Rapporto annuale 2016, Rapporto REF-E, Febbraio 2017
- La filiera degli usi finali del GNL in Italia - 2016, Rapporto, Dicembre 2016
- [Working paper](#) "Sistemi di distribuzione chiusi e sistemi semplici di produzione e consumo: tentativo di "reductio ad unum" di un quadro regolatorio complesso - n. 14/Novembre 2016

EXECUTIVE SUMMARY

Le condizioni attuali lasciano prevedere nel complesso un trend di ripresa del settore energetico italiano ed europeo, anche se gli equilibri dei mercati power e gas, tra di loro sempre più correlati, potranno essere fortemente influenzati dai fattori contingenti che hanno causato elevata volatilità negli ultimi mesi.

Il 2017 si è aperto con una prospettiva cautamente positiva dell'economia italiana (PIL 2017 pari a 0.9%, +0.3% rispetto al 2016) seppur con un passo meno marcato rispetto ai principali Paesi europei. I numerosi rischi che incombono sui fattori trainanti l'economia italiana, europea e globale rendono ancora molto incerto il quadro macroeconomico. La crescita della spesa delle famiglie italiane potrà risentire di tassi di disoccupazione ancora in salita, di flessione del reddito al consumo nonostante il miglioramento delle condizioni di credito, nonché di recenti segnali di reflazione. Al contempo le attuali condizioni di alta liquidità dell'industria manifatturiera e le misure incentivanti previste dalla Legge di Bilancio 2017-2019 suggerirebbero investimenti in ripresa, ma la stagnazione degli ordinativi potrà frenare le PMI. Le iniziative per riportare stabilità al settore bancario potranno contribuire a sbloccare gli effetti dei crediti inesigibili seppur con molta lentezza. L'espansione delle esportazioni italiane dovrebbe continuare a beneficiare della congiuntura favorevole all'interno della Eurozona ma possibili ricadute negative potranno scaturire dalle politiche protezionistiche americane e dagli effetti post-Brexit.

Gli equilibri del mercato petrolifero, che prospettano il *crude oil* su livelli di 52 \$/bbl nel 2017, potrebbero rivelarsi apparenti: elevata volatilità potrà essere innescata da dinamiche strutturali complesse, connesse, da una parte, alle politiche economiche e fiscali protezionistiche degli USA (che potranno limitare la crescita della domanda globale e incentivare la produzione da *shale oil* statunitense) e, dall'altra, alla conseguente reazione dei paesi produttori dell'area del Golfo e di Iran e Nigeria.

Il prezzo del carbone nel medio periodo rimane guidato dal petrolio (73\$/t nel 2017), ma possibili disequilibri domanda-offerta a livello mondiale potranno incidere sulle quotazioni *spot*. In attesa di misure per la riduzione dell'*oversupply* nella prossima fase del meccanismo, i fondamentali del mercato ETS non varieranno in modo rilevante nel breve-medio periodo, mantenendo il prezzo *spot* della CO2 stabilmente intorno ai 5 €/tCO2.

Le dinamiche *cross-commodity* (che rafforzano la probabilità del *coal to gas switching* nel termoelettrico europeo), la consistente domanda in stoccaggio nella prossima estate, la limitata disponibilità produttiva norvegese e lo scarso *market appeal* del GNL in Nord-Europa potranno generare effetti *bullish* nel mercato gas europeo soprattutto nel terzo trimestre di quest'anno. Il mercato PSV tende a confermare nel 2017 uno *spread* strutturale rispetto al TTF (PSV di poco inferiore a 21 €/MWh nel 2017), rivelando un mercato corto e dipendente dall'import dal Nord ed Est Europa. Notevole volatilità del PSV sarà generata da una domanda estremamente sensibile a clima, disponibilità del nucleare europeo e ripresa dell'economia. Probabili *downside risk* potranno manifestarsi in caso di ulteriore offerta via GNL, qualora si assistesse a esiti positivi delle attuali aste di servizio integrato o di quelle possibili di rigassificazione *long-term*. La possibile riconferma dell'offerta di prodotti innovativi *short term* di Gazprom, all'*entry* tedesco e/o austriaco, si aggiunge ai fattori *bearish* sopra menzionati, sebbene la sua incertezza non permetta una facile quantificazione dei potenziali effetti sui mercati europei.

Le elevate quotazioni di inizio anno prodotte dalle condizioni di scarsità del sistema elettrico francese e i trend attesi del prezzo del gas generano un impatto rialzista sulla previsione del PUN 2017 (circa 50 €/MWh nel 2017), in parte mitigato dall'*overcapacity* strutturale del mercato elettrico italiano, che è tale da garantire l'adeguatezza del sistema anche in condizioni di export netto (in tal caso con conseguenti rischi sul livello di affidabilità).

Alla lieve ripresa della richiesta elettrica (circa 313 TWh nel 2017, +4 TWh circa rispetto al 2016), grazie al consolidamento del quadro macroeconomico, tende a contrapporsi un aumento della generazione rinnovabile (+8 TWh circa rispetto al 2016) e dell'import netto dall'estero (+4 TWh rispetto al livello eccezionalmente basso dello scorso anno). La produzione a carbone (+4 TWh) potrà beneficiare di un minore costo della materia prima rispetto allo scorso anno ma, come già evidente nel 2016, sarà ancora compressa dalla forte competitività delle rinnovabili, soprattutto nelle ore vuote, e dei CCGT se gli andamenti volatili delle *commodity* favoriranno l'avvicinamento, anche temporaneo, nel *merit order* di queste tecnologie. La quota CCGT rischia di subire una nuova contrazione su MGP (-11 TWh) ma potrà confermarsi come la tecnologia prevalente su MSD, soprattutto al Sud. Nel complesso, con una domanda contendibile per il termoelettrico ai livelli medi 2014-2015 (circa -7 TWh rispetto al 2016), la marginalità dei produttori rimarrà molto contenuta (CSS 2017 pari a 0.6€/MWh).

Rallentamenti e accelerazioni dell'economia, alta variabilità delle rinnovabili, condizioni climatiche estreme, indisponibilità del parco nucleare francese, andamenti volatili e asincroni delle *commodity* e effetti connessi sul *merit order* elettrico, potranno sensibilmente alterare gli equilibri dei mercati *power* e gas rispetto al quadro di riferimento.

Assumendo una variabilità del prezzo del Brent fra 50.3 e 56.5 \$/bbl e della quota contendibile dal termoelettrico di ± 20 TWh, il prezzo gas italiano sul 2017 risulta sensibile sia al prezzo del petrolio (oscillando tra -0.3 e +0.7 €/MWh rispetto allo scenario di riferimento) sia alla variabilità di domanda termoelettrica gas (*range* fra -3 e +4.2 Gmc) riversata in prezzi gas in un *range* di ± 0.6 €/MWh. Il prezzo elettrico è meno sensibile al prezzo del petrolio (variabilità compresa tra -0.2 e +0.4 €/MWh) che alla variabilità dello spazio contendibile termoelettrico (*range* fra -0.7 e +3.4 €/MWh).

Un nuovo fattore di rilievo dal 2018, in caso di svolgimento delle aste nel 2017, sarà il possibile avvio del *Capacity Market*, che potrà innescare cambiamenti nella struttura competitiva dei mercati e nei livelli di prezzo, in modo limitato su MGP ma potenzialmente molto significativo su MSD.

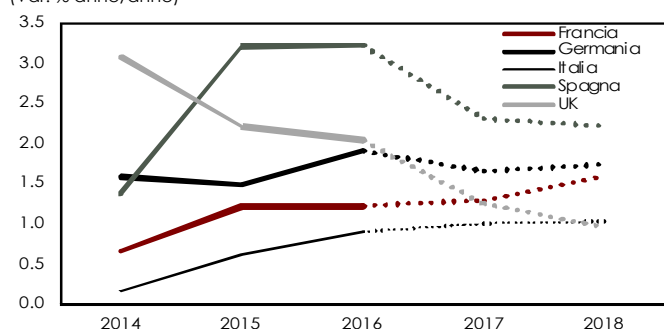
1. SCENARIO MACROECONOMICO E COMMODITY

L'ECONOMIA ITALIANA RISALE MA CON BASSE PRETESE

L'economia italiana chiude il 2016 registrando un tasso di crescita del PIL di circa l'1.0%, superiore a quello dell'anno precedente (+0,6%). Questa *performance* è in particolare risultato di un'accelerazione della crescita nel corso degli ultimi due trimestri del 2016 rispetto al secondo, che si è portata in termini tendenziali, sull'1%. Continuiamo tuttavia a crescere a tassi inferiori rispetto ai principali paesi Europei anche se il differenziale con alcuni di questi (ad esempio, Francia e Spagna) si è ridotto (**Figura 1.1**).

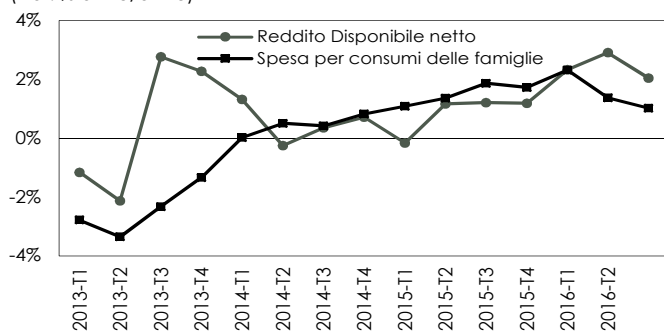
I dati relativi al quarto trimestre segnalano che il contributo principale a questa crescita è venuto dalle spese per investimenti (+4.2% su base tendenziale) e, in misura minore, dai consumi privati (+0.9%) e dalla spesa della Pubblica Amministrazione (PA) (+0.9%).

FIGURA 1.1. PIL, CONFRONTO TRA DIVERSI PAESI EUROPEI
(Var. % anno/anno)



Fonte: OECD

FIGURA 1.2. FAMIGLIE, REDDITO DISPONIBILE E SPESA PER CONSUMI
(Var. % anno/anno)



Fonte: ISTAT

Come già rilevato nel corso del terzo trimestre, anche nel quarto le spese per investimenti sono cresciute sotto la spinta della voce “Mezzi di Trasporto” che hanno continuato a beneficiare di alcuni incentivi fiscali predisposti dal Governo.

RISCHIO DI RALLENTAMENTO DELLA CRESCITA DELLA SPESA DELLE FAMIGLIE

Seppure tutt'altro che spettacolare, la *performance* dal lato dei consumi nel corso del terzo e quarto trimestre è da considerarsi positivamente se teniamo conto della contemporanea discesa del reddito disponibile. Essa, in particolare, ha tratto beneficio della robusta crescita della spesa nei beni di consumo durevoli (+4.2% su base tendenziale nel quarto trimestre 2016), e probabilmente è stata favorita da un ulteriore miglioramento delle condizioni del credito al consumo.

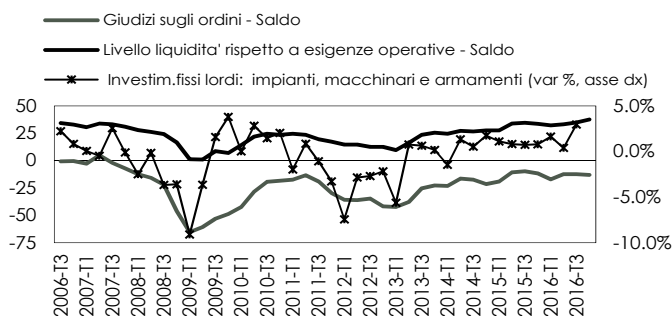
Questa discreta capacità di tenuta rischia tuttavia di esaurirsi a causa del deterioramento di alcune condizioni di contesto. Il tasso di disoccupazione ha ripreso a salire nell'ultima parte dell'anno passando da 11.9% al 12% fra i mesi di ottobre e dicembre. A ciò si aggiunge che nel corso del terzo trimestre il reddito disponibile netto ha accusato la prima flessione dall'inizio del 2015. Questi fattori si sono già probabilmente scaricati sul grado di fiducia dei consumatori che è rimasto su livelli depressi, pur avendo interrotto la tendenza decrescente in atto dall'inizio del 2016. Qualora poi i primi segnali di reflazione osservati nelle ultime settimane dovessero consolidarsi e incidere negativamente sui redditi reali delle famiglie, la spesa per consumi potrebbe risentirne nel corso del 2017 (**Figura 1.2**).

GLI INVESTIMENTI RIFLETTONO LE DIFFICOLTÀ DELLE PMI

Trainati dalla voce dei “Mezzi di Trasporto”, a favore dei quali ha continuato a giocare l'estensione delle agevolazioni fiscali, gli investimenti privati sono aumentati del 4.2% rispetto all'ultimo trimestre del 2015. Le condizioni dal lato della liquidità disponibile all'interno dell'industria manifatturiera (ai livelli più alti degli ultimi 10 anni) suggerirebbero una ripresa più generalizzata degli investimenti. Continua, tuttavia, a esercitare un'azione frenante il profilo complessivamente negativo e stagnante delle aspettative sull'andamento futuro degli ordinativi da parte delle imprese (**Figura 1.3**).

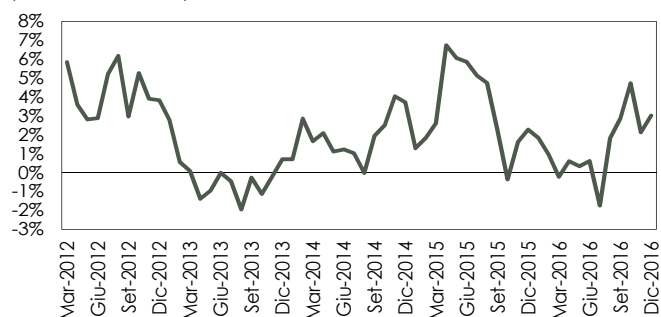
Un possibile sostegno agli investimenti privati potrebbe venire dai provvedimenti inclusi nella Legge di Bilancio per il triennio 2017-2019 di recente approvata dal Parlamento. Già operativi sono infatti la proroga del super ammortamento al 140%, nonché i nuovi iper-ammortamenti al 250% per i beni tecnologici contenuti all'interno del Piano Nazionale del MiSE Industria 4.0. Questo programma punta a mobilitare risorse per complessivi 13 miliardi, sotto forma anche di agevolazioni fiscali per le spese in R&S (il cui credito di imposta sale dal 25% al 50%) e 2.6 miliardi per gli investimenti privati *early stage*. Il piano prevede inoltre agevolazioni fiscali per la rilocalizzazione in Italia di imprese *start-up* in uscita dalla Gran Bretagna a seguito della Brexit.

FIGURA 1.3. INVESTIMENTI - INDICATORI
(Indici e Var. %)



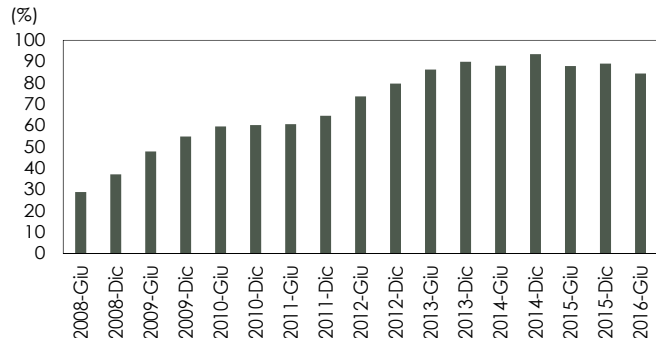
Fonte: ISTAT

FIGURA 1.4. ESPORTAZIONI
(Var. % tendenziali)



Fonte: ISTAT

FIGURA 1.5. CREDITI IN SOFFERENZA AL NETTO DEI FONDI DI CAPITALI (%)



Fonte: Fondo Monetario Internazionale

Come ben evidenziato anche dall'ultimo rapporto OCSE sul paese¹, l'industria italiana incontra difficoltà strutturali nel conseguire miglioramenti di produttività a causa della predominanza di aziende di dimensione medio-piccola. L'obiettivo che Industria 4.0 si propone è dunque quello di integrare le piccole e medie imprese in catene globali del valore, rafforzandone così la capacità competitiva attraverso maggiore flessibilità e interconnettività.

ESPANSIONE DELLE ESPORTAZIONI VERSO L'EUROZONA FRENATA DA POSSIBILI RICADUTE NEGATIVE DELLE MISURE PROTEZIONISTICHE AMERICANE

Dopo una prima parte dell'anno 2016 debole, a partire dal mese di agosto le esportazioni hanno ripreso a crescere a un tasso molto sostenuto. Sulla base degli ultimi dati Istat, nel periodo Agosto-Dicembre esse sarebbero aumentate del 5% in valore rispetto allo stesso periodo del 2015. L'espansione dell'export nei mesi finali dell'anno va attribuita in buona misura alla forte domanda proveniente dall'interno dell'Eurozona, probabilmente favorita dal miglioramento della congiuntura economica in questi paesi (Figura 1.4).

Questa ripresa ha interessato in misura relativamente omogenea diverse voci merceologiche dell'export italiano: beni di consumo, beni intermedi e beni strumentali registrano infatti tutti incrementi tendenziali attorno al 5% nel corso del secondo semestre.

Le esportazioni italiane dovrebbero continuare a beneficiare della congiuntura favorevole all'interno della zona Euro in virtù del previsto rafforzamento della crescita nel corso del 2017.

Molto più incerta è invece la situazione sul mercato americano, dove la possibile introduzione di una *Border Adjustment Tax* (BAT - di fatto una tariffa) pari al 20% potrà avere ripercussioni negative sulle esportazioni italiane. Secondo alcune stime elaborate di recente, l'impatto diretto di questa misura protezionistica sulle esportazioni italiane verso gli USA dovrebbe risultare piuttosto modesto (intorno al 2%), in considerazione anche di un incremento della domanda interna sostenuta dagli stimoli fiscali promessi dal nuovo presidente. Inoltre, non è affatto scontata una completa implementazione della BAT nel corso del 2017, viste le più che probabili tensioni destinate ad insorgere nei rapporti con la *World Trade Organization*. Per un paese esportatore quale l'Italia ben più pesanti si profilerebbero gli effetti indiretti qualora la politica protezionista statunitense

dovesse degenerare in una vera e propria guerra commerciale fra le due sponde dell'oceano Atlantico.

LENTI EFFETTI DELLE INIZIATIVE PER RIPORTARE STABILITÀ AL SETTORE BANCARIO

Sul fronte dei crediti non esigibili non si sono registrati progressi significativi, visto che continuano a bloccare circa l'80% del capitale delle banche (Figura 1.5).

Di positivo va segnalato che le due principali banche italiane, Unicredit e Intesa San Paolo hanno accettato di iscrivere a bilancio le perdite derivanti dai loro investimenti nel fondo Atlante (in percentuali pari, rispettivamente, al 70% e al 33%). Queste rettifiche sono rivelatrici di una maggiore determinazione ad affrontare una volta per tutte il problema dei crediti in sofferenza, ma allo stesso tempo testimonia anche la gravità del problema visto che Atlante doveva originariamente costituirne la soluzione. Unicredit sta cercando inoltre di raccogliere 13 miliardi di euro attraverso un aumento di capitale, mentre al tempo stesso è riuscita a collocare 17.7 miliardi di sue sofferenze a 34 cent verso l'euro.

Queste iniziative, combinate con il varo di un fondo di 20 miliardi mirante a salvaguardare la stabilità

¹ <https://www.oecd.org/italy/>

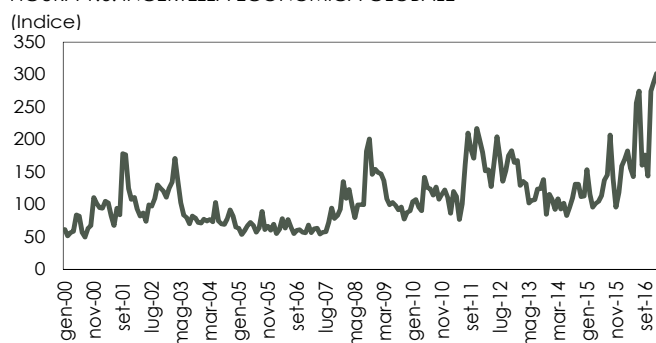
del sistema bancario italiano, inducono a ritenere che la mina dei crediti inesigibili sia destinata a essere progressivamente, seppur lentamente, disinnescata.

BREXIT E TRUMP SULLO SFONDO ITALIANO

Il 2017 si è aperto all'insegna di una forte incertezza riconducibile a diversi eventi potenzialmente in grado di far deragliare in prospettiva la flebile ripresa economica in corso a livello dell'economia globale: l'indeterminatezza degli esiti possibili delle politiche che l'amministrazione Trump deciderà di perseguire, i prossimi passaggi formali, nonché le materie sulle quali verteranno i negoziati sulla Brexit, l'esito delle prossime elezioni politiche in Francia.

Non a caso, il *Global Economic Uncertainty Indicator* ha registrato una fortissima accelerazione negli ultimi tempi, toccando livelli pari a quasi il doppio dei massimi registrati nei quindici anni precedenti (**Figura 1.6**).

FIGURA 1.6. INCERTEZZA ECONOMICA GLOBALE



Fonte: <http://policyuncertainty.com/index.html>

Trump ha vinto le elezioni puntando su politiche economiche di stampo populista. In particolare, l'enfasi è stata posta sulla rivitalizzazione dell'industria manifatturiera nazionale attraverso l'introduzione di misure protezionistiche, su politiche fiscali espansive miranti all'ammodernamento del sistema di infrastrutture e alla rimozione di vari provvedimenti di regolamentazione dell'economia introdotti dalla precedente amministrazione Obama. Alcuni di questi interventi sono già passati sotto forma di ordini esecutivi: la cancellazione del *Dodd-Frank Act*, il sistema normativo della finanza messo in piedi all'indomani del fallimento di Lehman Brothers e che concedeva alle banche maggiore flessibilità e minori vincoli di capitale, e la rottamazione della legislazione in materia ambientale che aveva comportato un forte aumento nei costi di estrazione delle compagnie petrolifere all'interno del territorio americano.

Infine, in tempi relativamente brevi dovrebbe venire incardinata al Congresso l'approvazione congiunta della BAT di cui sopra, e di agevolazioni fiscali per il rimpatrio dei profitti realizzati all'estero da parte delle imprese multinazionali americane. I mercati finanziari hanno fin qui accolto con entusiasmo queste prime mosse, sotto l'aspettativa che siano destinate a migliorare il grado di profittabilità della cosiddetta "Corporate America".

Data la natura populista dei provvedimenti già varati o in cantiere, è naturale attendersi che almeno in una prima fase essi siano destinati ad avere un effetto espansivo sull'economia statunitense e, di riflesso, sull'economia mondiale. Questo spiega anche il significativo rimbalzo nei tassi obbligazionari osservato negli ultimi mesi, destinato probabilmente a continuare nel prossimo futuro. L'incertezza sul percorso della politica fiscale crea automaticamente maggiori incertezze su quello della politica monetaria in particolare qualora dovessero emergere tensioni inflazionistiche sui prezzi.

Sul fronte Brexit, Theresa May sembra aver sposato la linea euroscettica più dura, orientata a sacrificare fin da subito il mercato unico e il sistema doganale europeo in nome di una Gran Bretagna indipendente e sovrana. Se questa linea venisse confermata, il percorso Brexit finirebbe per creare parecchie distorsioni all'interno della zona euro, di non facile gestione almeno nel breve termine. Si prefigurerebbe quindi un massiccio trasferimento delle società di servizi finanziari da Londra verso Francoforte (e, seppur in minima parte, a Milano) con un ovvio impatto positivo sulla zona Euro. Al tempo stesso, però, una caduta nel livello degli scambi fra zona Europa e Regno Unito - sia esso dovuto a una flessione del PIL britannico o all'introduzione di ostacoli agli scambi - finirebbe per impattare negativamente le esportazioni europee e, fra queste, ovviamente anche quelle italiane.

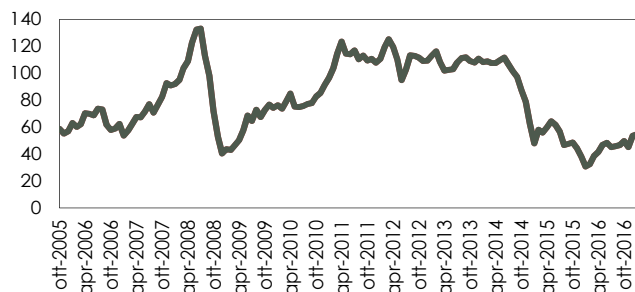
CRUDE OIL: TRUMP VERSO OPEC

Lo scenario di breve periodo del prezzo del petrolio è caratterizzato da una serie di *driver* tra loro notevolmente contrapposti e difficilmente prevedibili che generano e genereranno ancora un elevato livello di incertezza e di volatilità.

Nel precedente *Energy Outlook* avevamo evidenziato la possibilità che l'accadimento di eventi quali l'insediamento di Trump e il cartello dei Paesi produttori avrebbe potuto creare effetti rilevanti, soprattutto nel brevissimo periodo.

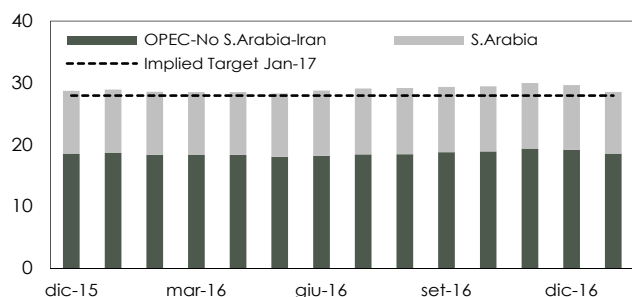
Da ottobre 2016, il successo dell'accordo raggiunto all'interno dell'OPEC, che ha previsto un taglio di circa 1.2 Mbbl/giorno, e con altri produttori non appartenenti all'Organizzazione dei Paesi Produttori (quale

FIGURA 1.7. Andamento storico del Brent
[\$/bbl]



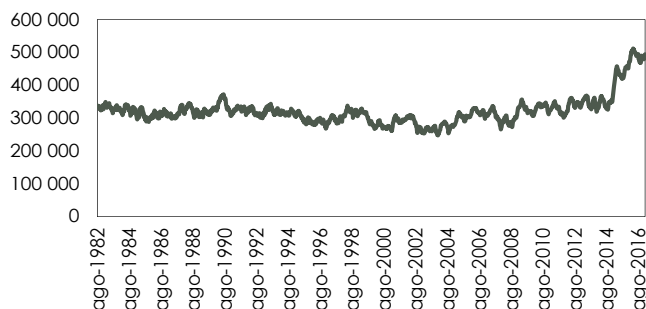
Fonte: analisi REF-E su dati Platts

FIGURA 1.8. Andamento storico della produzione OPEC
[\$/bbl]



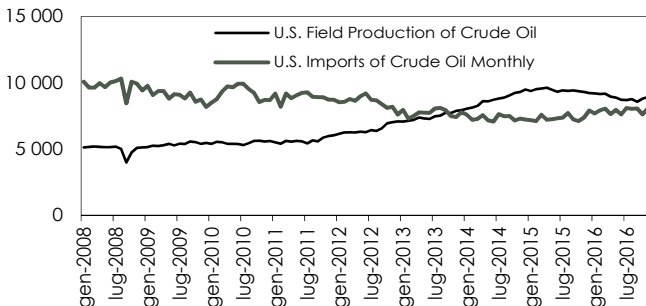
Fonte: analisi REF-E su dati EIA

FIGURA 1.9. SCORTE DI CRUDE-OIL IN USA
[kbbbl]



Fonte: analisi REF-E su dati EIA

FIGURA 1.10. EVOLUZIONE STORICA IMPORT E PRODUZIONE OIL USA
(kbbbl/giorno)



Fonte: analisi REF-E su dati EIA

la Russia), che ha indotto un'ulteriore riduzione di 0.6 Mbbbl/giorno, hanno causato aspettative rialziste sui mercati *oil* che si sono poi riflesse in un *rally* dei prezzi *spot*, registrando una variabilità di circa 10 \$/bbl tra la fine del 1 e del 2 semestre scorso, raggiungendo a oggi valori prossimi ai 55 \$/bbl (Figura 1.7).

I prezzi *oil* si sono poi stabilizzati dal momento in cui l'intento OPEC *Saudi-Arabia led* e Russia ha mostrato il rispetto del taglio prospettato, superando nel mese di gennaio 2017 anche le aspettative del mercato, sull'*implied target value*, (Figura 1.8).

Tuttavia, nonostante l'attuale quiete del mercato petrolifero evidenziamo che vi sono differenti fattori di rischio che possono, nel breve quanto nel medio termine, influire in modo complesso su dinamiche di mercato sempre più volatili (Tabella 1.1).

I fattori di rischio più rilevanti sono quelli relativi alle scelte economiche e fiscali statunitensi: politiche economiche protezionistiche potrebbero rallentare la crescita globale e la domanda di prodotti petroliferi in USA; in aggiunta, le politiche fiscali (già summenzionata *BTA tax*)² potrebbero incentivare l'industria statunitense produttrice di *shale oil*, i cui profitti risultano positivi già a livelli di Brent a 50 \$/bbl. Sebbene vi sia stata una consistente ripresa del prezzo, essa non è stata trainata da un'effettiva crescita della domanda, ma da un progressivo aumento delle scorte, come mostrato nelle ultime settimane (Figura 1.9).

A oggi gli Stati Uniti producono circa 9 Mbbbl/giorno ma ne importano quasi altrettanti (8 Mbbbl/giorno) e la ripresa della produzione statunitense (Figura 1.10) di *shale oil* spaventa l'OPEC e fa intravedere il rischio di un nuovo tracollo dei prezzi nel breve-medio termine.

L'applicazione di una tariffa sull'import consentirebbe a ulteriore *shale-oil* di entrare in produzione, chiamando anche quei produttori e campi caratterizzati da costi marginali fino a 65\$/bbl (+20% rispetto ai 55\$/bbl dei *forward* attuali), quali Bakken Shale, Eagle Ford e Permian Horizontal, riducendo così la dipendenza americana da Messico, Russia e Canada e generando di fatto un'ulteriore offerta globale che da sola potrebbe annullare l'effetto dell'attuale riduzione dell'OPEC (1.8 Mbbbl/giorno), con una domanda globale che non sarebbe in grado di assorbire tale surplus (stante l'aumento delle scorte già registrato nell'ultimo periodo).

Rischi di pressioni ribassiste sul prezzo potrebbero nascere anche dalla condotta dei paesi produttori dell'area del Golfo: Paesi come l'Arabia Saudita, il Qatar e gli Emirati Arabi Uniti difficilmente manterranno i recenti impegni presi in sede OPEC verso un'ulteriore riduzione progressiva dei livelli di produzione petrolifera, mentre Iran e Nigeria potrebbero anche loro massimizzare i loro livelli di produzione.

L'Iran potrebbe tornare ai livelli precedenti la sanzione: con l'inasprirsi dei rapporti con gli USA e il governo Trump, l'Iran potrebbe cercare di produrre quanto più possibile per timori di possibili sanzioni future. Nostre stime mostrerebbero che ulteriori +0.5 Mbbbl/giorno potrebbero provenire proprio da quest'area.

Anche la Nigeria, Paese produttore OPEC escluso dall'accordo, è caratterizzato da una possibile ripresa della produzione ai

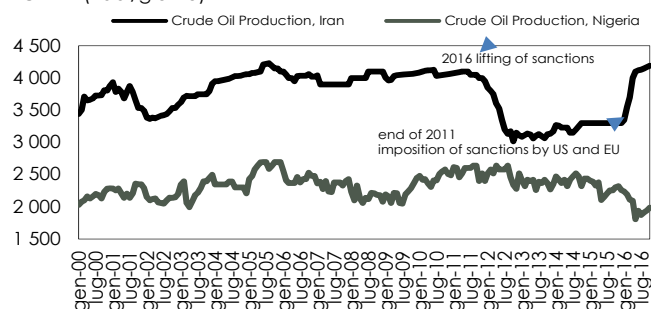
² BTA – Border Tax Adjusted: dazio del 20% attualmente al vaglio del Governo statunitense e potenzialmente applicabile a tutti i beni importati.

TABELLA 1.1. FATTORI DI RISCHIO SU PREVISIONI OIL E POTENZIALI IMPATTI

Fattore di rischio	BRENT DRIVERS for ST-MT Scenario	Low	Medium	High	Impact	Note
1	US: Trump Fiscal Policy (BAT)			x	Bearish ↓	Ai prezzi attuali, l'applicazione della <i>border tax</i> (+20% su tutti i beni importati) implicherebbe un costo del greggio importato pari a circa 65 \$/bbl che motiverebbe una massimizzazione della produzione oil domestica US fino a +4.5 Mbb/d (pari a circa il 50% dell'import attuale). Questo implicherebbe un incremento di offerta globale che potenzialmente potrebbe spiazzare completamente gli effetti dell'accordo attuale OPEC /non OPEC (pari a circa -1.8 Mbb/d)
2	US policy and Global Economy		x	x	Bearish ↓	Politiche Trump: "America First" e la rottura dei patti NAFTA e TPP potrebbero spingere a politiche fortemente protezionistiche e dunque di più lenta crescita globale, rispetto all'attuale
3	Accordo OPEC	x			Neutral →	Il mantenimento degli accordi presi a fine 2016 potrà essere messo in discussione qualora la posizione USA possa essere minacciosa. Inoltre dubbi si aprono sul mantenimento prolungato e stabile del taglio produttivo OPEC e non OPEC.
4	Nigeria upside	x			Bearish ↓	L'esclusione della Nigeria dai vincoli produttivi OPEC recenti consentirebbe alla Nigeria di recuperare ulteriori +0.4 Mbb/d
5	Sanzioni Iran		x	x	Bearish ↓	L'inasprimento degli ultimi giorni dei rapporti con USA potrebbe spingere l'Iran a massimizzare la sua produzione in vista di nuove sanzioni. Il suo <i>upside</i> produttivo sarebbe di circa +0.5 Mbb/d
6	Speculazione Incertezza Geopolitica			x	Bullish ↑	I recenti <i>trend bullish</i> sono principalmente frutto dell'attuale incertezza geopolitica ed economica a livello globale

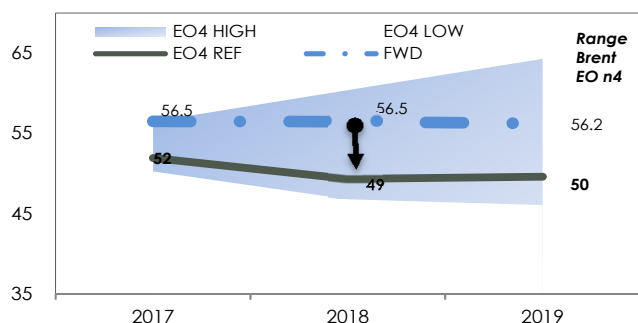
Fonte: analisi e studi REF-E

FIGURA 1.11. EVOLUZIONE STORICA PRODUZIONE OIL IRAN E NIGERIA (kbbbl/giorno)



Fonte: analisi REF-E su dati EIA

FIGURA 1.12. PREVISIONI REF-E BRENT E VALORI FORWARD (\$/bbl)



Fonte: analisi REF-E ed elaborazioni su dati Thomson Reuters

valori del 2014, con un possibile incremento della produzione di +0.4 Mbbbl/giorno.

Dal quadro descritto derivano due chiare conseguenze: in primo luogo, i livelli attuali di prezzo (56 \$/bbl) difficilmente saranno persistenti in quanto l'OPEC da sola potrà tornare a fissare il prezzo come in passato solo se si impegnerà, a lungo e in misura maggiore rispetto a quanto sta facendo attualmente, a tagliare la propria produzione per tutto l'orizzonte temporale di questo EO (scenario "HIGH" del range riportato in Figura 1.12). La probabilità che le scelte di politica estera americana possano rallentare notevolmente la crescita globale, in particolare quella dei Paesi *capital intensive*, riporterebbe a prospettare valori di equilibrio più bassi rispetto ai *forward* attuali, con timori legati alla difficoltà di smaltire gli stoccaggi in eccesso presenti a livello globale. Dunque il nostro scenario *oil Reference* si attesta a valori più bassi rispetto ai *forward*, ancorandosi tra i 49 e 52 \$/bbl nell'orizzonte 2017-2019.

Tuttavia va rimarcata l'alta incertezza di tutti i fattori di rischio evidenziati, che ci porta a supportare una grande volatilità del prezzo del petrolio ancora per tutto il 2017 e il 2018, con un *range* di volatilità possibile tanto più ampio nel 2018 e 2019, periodo in cui il prezzo dipenderà dal realizzarsi o meno delle scelte politiche americane o dal perdurare di cartelli produttivi (Figura 1.12).

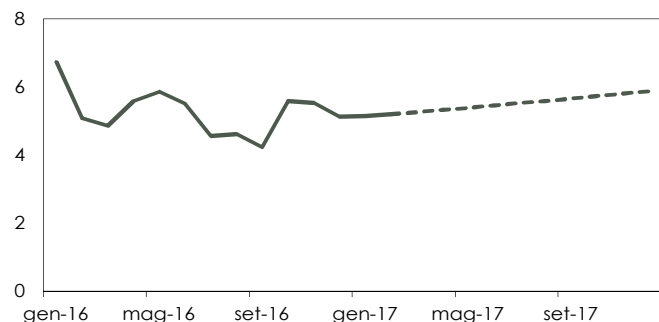
ETS ANCORA NON DECOLLA

Nel corso del 2016 il prezzo ETS ha registrato andamenti altalenanti, riflettendo un'influenzabilità da parte di qualsiasi

elemento teoricamente di rilievo ma comunque esterno al meccanismo, in un contesto prolungato di eccesso di permessi rispetto alle emissioni effettive.

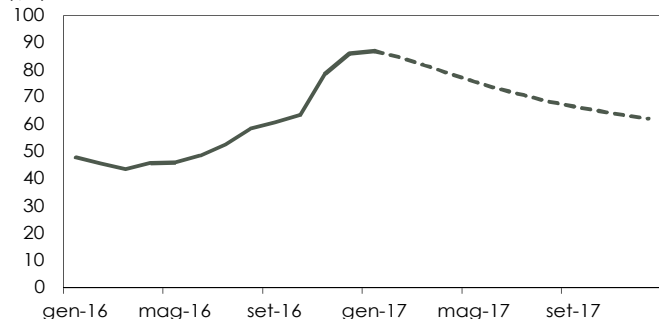
Tuttavia negli ultimi mesi sembra essere emersa la consapevolezza che i fondamentali del mercato non varieranno nel breve-medio periodo, infatti il prezzo ha iniziato a stabilizzarsi intorno ai 5 €/CO₂ dopo la scorsa estate. In questo contesto anche il recente voto del Parlamento Europeo a favore di misure per la

FIGURA 1.13. PREZZO DEL CARBONIO
(€/tCO₂eq)



Fonte: Platts, Reuters e previsioni REF-E

FIGURA 1.14. PREZZO DEL CARBONE
(\$/t)



Fonte: Platts e previsioni REF-E

più rapida riduzione dell'*oversupply*³ per la prossima fase del meccanismo (dal 2021) non hanno avuto effetti di rilievo sui prezzi *spot*.

Lo scenario REF-E per il 2017 è quindi quello di un prezzo della CO₂ piuttosto stabile per tutto l'anno (**Figura 1.13**). In questo scenario l'onere ETS medio per il 2017 a carico degli operatori termoelettrici si colloca poco sopra i 2 €/MWh per l'impianto standard CCGT e poco sopra i 5 €/MWh per l'impianto standard a carbone.

CARBONE: TRA BRENT ED EQUILIBRI GLOBALI PRECARI

A valle del prolungarsi della fase di alti prezzi internazionali della *commodity* (le ultime quotazioni sfiorano i 90 \$/t), lo scenario REF-E vede, per il 2017, le quotazioni portarsi su livelli inferiori rispetto ai dati più recenti, con una media d'anno a circa 73 \$/t, rispetto a una media 2016 inferiore ai 60 \$/t (**Figura 1.14**).

Tale previsione incorpora esclusivamente la dinamica connessa al prezzo del Brent, per cui il prezzo del carbone di medio termine tende storicamente a seguire il primo, seppur con una variabilità minore e con un breve *lag* temporale. Non sono invece esplicitate possibili disequilibri fra domanda e offerta a livello mondiale che potrebbero comportare nel breve termine deviazioni consistenti rispetto alle stime.

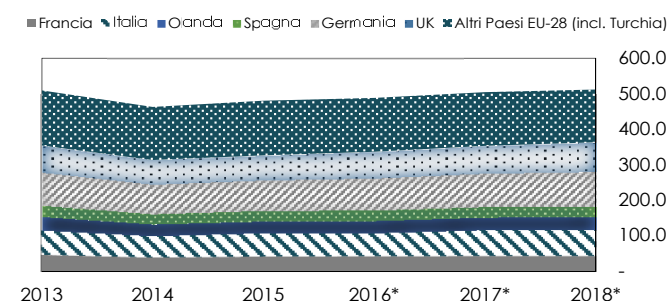
³ https://ec.europa.eu/clima/news/eu-emissions-trading-system-parliament-vote-marks-major-step-towards-reaching-agreement_en

2. OUTLOOK PER IL MERCATO GAS

GAS TRA DINAMICHE CROSS-COMMODITY E LIMITI PRODUTTIVI

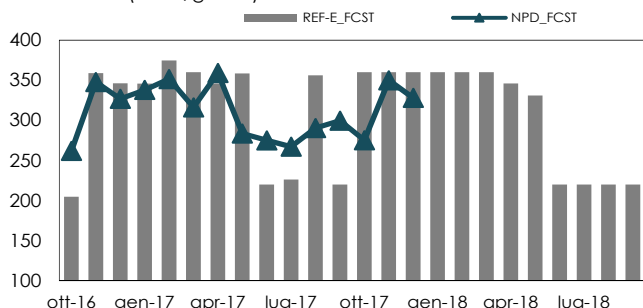
L'inizio dell'AT 2016-2017 è stato contraddistinto dalla ripresa dei prezzi *hub* europei segnata da un *mix* di fattori determinanti quali i segnali di ripresa del greggio, seppur in lieve contango, e altri fattori *bullish* legati alla riduzione di offerta di gas naturale nell'area nord europea e alla ripresa della domanda europea, soprattutto per uso termoelettrico, in seguito a elevati consumi per effetto temperature particolarmente rigide e, stanti i livelli relativi delle *commodities*, a una maggiore competitività dei CCGT a gas rispetto agli impianti a carbone. Come già prospettato nello scorso *Energy Outlook*, lo *switching* tra carbone e gas è iniziato a intravedersi non solo in UK, mercato in cui la presenza della *carbon tax* consente molto prima lo *switching*, ma anche in Europa continentale (in particolare in Olanda e Germania), a partire dall'estate 2016.

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



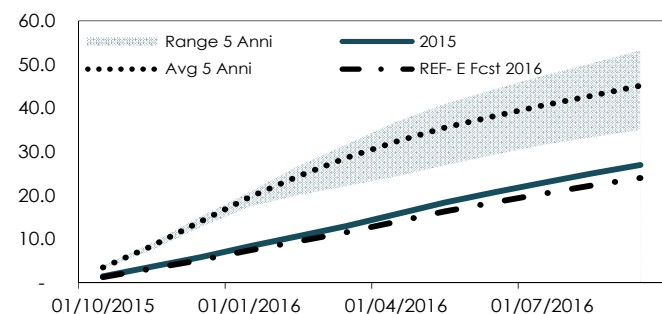
Fonte: elaborazioni storiche su Eurogas. Previsioni REF-E

FIGURA 2.2. EVOLUZIONE STORICA E PROSPETTICA DELLA PRODUZIONE NORVEGESE (Mmc/giorno)



Fonte: Previsioni REF-E e dati Norwegian Petroleum Directorate (NPD)

FIGURA 2.3. PRODUZIONE CUMULATA DI GRONINGEN (Gmc/a)



Fonte: analisi REF-E su Nam e previsioni proprietarie

SI RAVVIVA LA DOMANDA GAS EUROPEA GRAZIE AL TERMOELETTRICO

Per quanto descritto, la domanda europea a oggi si conferma in notevole crescita rispetto all'AT 2015-2016, con prospettive di domanda complessivamente in aumento del 3% nel 2017 (**Figura 2.1**) in seguito al maggior rilievo dei consumi termoelettrici gas sia in UK sia in Olanda e in Germania, riscontrato nell'inverno ormai concluso e prospettato anche nella prossima estate, essendo essa giustificata da una ripresa più accentuata del prezzo del carbone rispetto a quella del prezzo del gas e dunque alla maggiore competitività del gas rispetto al carbone (prezzo *hub* minore o prossimo al *coal switching price* con efficienza media).

Lo scenario di domanda gas prospettato per il *balance of the year* e per il prossimo AT in **Figura 2.1** rimane comunque caratterizzato da una rilevante aleatorietà data l'importanza sempre maggiore delle dinamiche *cross-commodity* (la cui entità è da noi stimata nel relativo approfondimento) che delle variabili climatiche (sempre più inclini a valori anomali e a elevata volatilità anche all'interno delle stagioni).

Lato offerta, i mercati nord europei storicamente trainanti, NBP e TTF, hanno risentito della riduzione della produzione norvegese (-4 Gmc y-o-y), dichiarata dal Ministero del Petrolio (NPD) e illustrata già nel precedente *Energy Outlook*. La produzione traggerà per il presente AT i 113 Gmc/a, servendo, come ben noto, principalmente il mercato alemanno-olandese e inglese. L'attuale riduzione del 3.5% annuo si è tradotta, come previsto nel nostro precedente *Outlook*, in una pressione *bullish* sui prezzi invernali, necessitando elevati differenziali di prezzi tra *spot* e *BoGY* che hanno stimolato una differente ottimizzazione di produzione nell'AT in corso (vedasi confronto tra previsioni e allocazione della produzione rispetto alla previsione NPD di **Figura 2.2**). L'utilizzo di *swing capacity* norvegese per bilanciare i mercati europei nel W16 comporterà di conseguenza una capacità produttiva norvegese leggermente ridotta rispetto all'anno precedente e rispetto alle attese NPD, con una nostra previsione di produzione NCS pari in media a 288 Mmc/giorno (-10 Mmc/giorno rispetto alla previsione NPD).

Sebbene in media su S-17 sia prospettata una riduzione della capacità produttiva poco rilevante (solo -3% rispetto a quanto prospettato nel precedente *Energy Outlook*), si evidenzia comunque una notevole differenziazione all'interno dei trimestri costituenti la ventura stagione: con i livelli attuali di prezzo la produzione norvegese si manterrebbe ancora a

livelli consistentemente alti (tra i 360 e i 340 Mmc/giorno, **Figura 2.2**) in un periodo in cui la domanda è tipicamente molto bassa sia per effetto della stagionalità dei consumi residenziali, sia per la tipica limitata domanda in iniezione europea che invece dovrebbe essere molto stimolata nel terzo trimestre. Dunque,

secondo le nostre previsioni questo si potrebbe tradurre in una pressione ribassista sulle scadenze marzo e maggio tale da diminuire il differenziale tra secondo e terzo trimestre (che sui valori attuali *forward* del TTF si attesta su 0.5 €/MWh).

Sebbene il quadro complessivo della produzione norvegese mostri un rischio ribassista sul secondo trimestre con un *outlook* tutto sommato confortante, avendo avuto un periodo invernale in media più freddo dell'AT scorso ma non tra i più rigidi degli ultimi anni, subentra un altro tema rilevante relativo alla produzione di Groningen: come già descritto nello scorso *Energy Outlook* nell'AT 2015 l'ulteriore revisione del *cap* produttivo di Groningen, dai 27 Gmc/a ai 24 Gmc/a per l'AT 16 e AT 17, ha aggiunto e aggiunge una spinta rialzista sui prezzi all'ingrossi nord-europei, in particolare sul mercato olandese che vedrà ridursi nella S-17 la capacità produttiva disponibile da Groningen di circa 15 Mmc/giorno rispetto all'anno precedente, raggiungendo in media una capacità di circa 60 Mmc/giorno. Così la definizione del *cap* produttivo per l'AT 16 e 17 si tradurrà in minor *export* verso i mercati direttamente interconnessi, alias in un apprezzamento del TTF rispetto ai mercati nord-europei continentali confinanti nella prossima estate e nel prossimo AT, con un *outlook* prevalentemente confortante nel secondo trimestre tale da ridurre al minimo il differenziale di prezzo tra TTF e mercato tedesco.

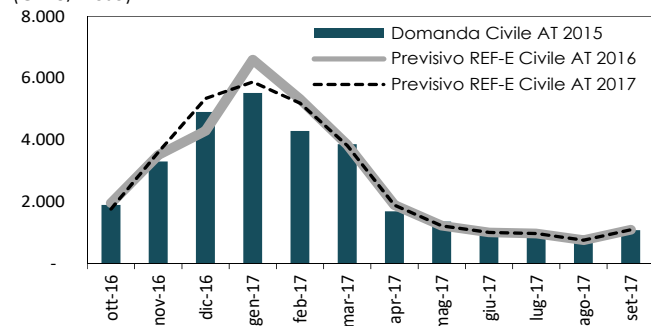
TABELLA 2.1. DOMANDA GAS ITALIA PER SETTORE (Gmc)

	Reti	Industria	Termo	Totale
W15	23.8	6.8	11.2	43.3
S16	6.9	6.3	10.5	24.4
W16*	25.5	7.6	14.7	49.6
S17*	6.9	6.4	10.0	24.1
W17*	25.6	7.3	10.8	45.5
S18*	6.9	6.5	9.8	23.9
AT15	30.7	13.0	21.7	67.7
AT16*	32.5	14.0	24.7	73.7
AT17*	32.5	13.8	20.6	69.3
W16/W15	7.4%	13.0%	31.4%	14.7%
S17/S16	0.1%	2.5%	-4.3%	-1.3%
16/15	6%	8%	14%	9%
17/16	0%	-2%	-16%	-6%

* Previsione REF-E

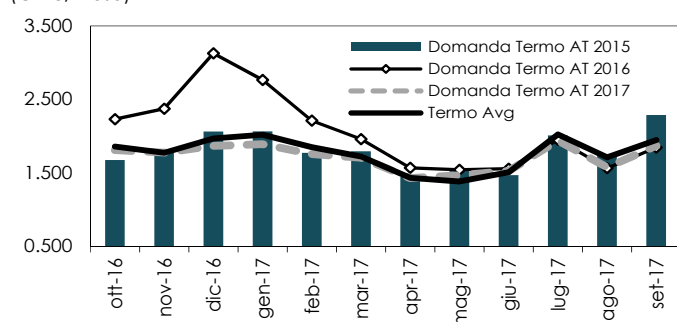
Fonte: SRG, Terna

FIGURA 2.4. PREVISIONI DOMANDA RESIDENZIALE (Gmc/mese)



Fonte: previsioni REF-E

FIGURA 2.5. PREVISIONE DOMANDA TERMO (Gmc/mese)



Fonte: previsioni REF-E

ECONOMIA, CLIMA ED EFFETTO FRANCIA RAVVIVANO LA DOMANDA ITALIA

Il mercato italiano, pur riflettendo i *trend* sui mercati nord-europei, rimane fortemente caratterizzato da tendenze e *driver* peculiari che incidono sui livelli di domanda.

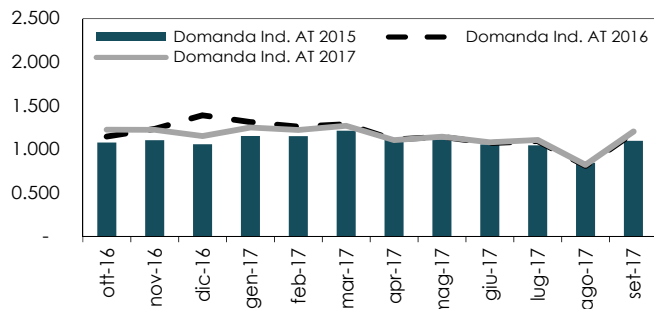
Per l'attuale inverno il consumo residenziale ha fino a oggi riscontrato un rialzo di +1.77 Gmc (+7% y-o-y) (Tabella 2.1), allineandosi alla previsione dello scorso *Energy Outlook* e registrando uno scostamento di soli +0.03 Gmc, attestandosi così su un totale di circa 32.5 Gmc su base annua per il presente AT (25.5 Gmc nel W16 e 6.9 Gmc nel S17) e per il prossimo AT (25.6 nel W17 e 6.9 nel S18). Nel complesso, le indicazioni che provengono dai dati aggregati consentono di verificare la presenza di una debolissima riduzione dell'elasticità della domanda per riscaldamento rispetto alle temperature medie, dovuta ai numerosi interventi di efficienza energetica attuati nel settore. Sono tuttavia il marcato e sensibile aumento delle temperature medie rispetto alla norma, e la volatilità tra i diversi mesi dell'inverno, le variabili che maggiormente contribuiscono a variare i consumi. Nello scenario base di domanda per il prossimo inverno si sono assunte temperature in linea con le medie registrate negli ultimi 5 anni (2011-2015), che incorporano una sensibile riduzione dei gradi giorno rispetto a quelli del periodo 2008-2012. Nessun *trend* particolare è invece riscontrabile nella domanda estiva delle reti, rivolta a produzione di acqua calda sanitaria e alla piccola industria (Figura 2.4).

Il settore termoelettrico è quello che registra negli ultimi anni il maggiore tasso di variazione percentuale. La ripresa segnata nell'AT 2016 (con domanda termo a 24.7 Gmc/a) è riconducibile a una serie di concause: idraulicità in forte calo rispetto ai livelli medi storici di produzione idroelettrica, minor import dalla Francia legata alle indisponibilità delle centrali nucleari, e, seppur di ordine inferiore, dinamiche *bullish* dei prezzi del carbone che consentono ai CCGT gas italiani, così come quelli europei, di competere maggiormente sui mercati *power*.

L'inverno ormai concluso vede concretizzarsi un notevole consumo dei CCGT (+31% rispetto al W15), attestandosi a circa 15 Gmc, mentre si prevede una domanda a gas per uso termo sui 10 Gmc in estate, allineandosi ai consumi della S-16.

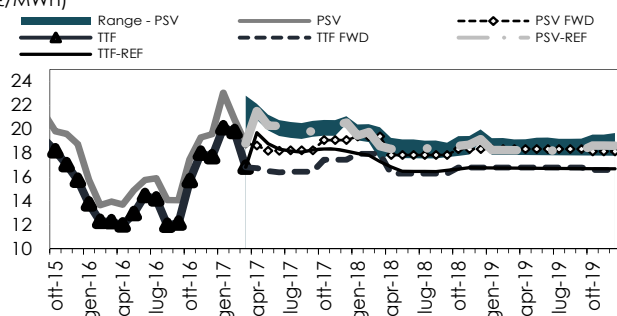
Per l'AT 17 invece l'ipotesi più probabile è quindi quella di una contrazione della domanda gas destinata alle centrali CCGT soprattutto per il prossimo inverno (-16% rispetto AT 16). In questo scenario la domanda annuale ritorna tra i 20-21 Gmc nell'AT 18, un livello superiore di circa 1 Gmc/a rispetto al precedente *Energy Outlook*, ma comunque corrispondente a un *load factor* per i CCGT molto contenuto (Figura 2.5).

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



Fonte: previsioni REF-E

FIGURA 2.7. PREVISIONI REF-E CON MODELLO I-GaMe e GASP (€/MWh)



Fonte: elaborazioni storiche su dati Albasoluzioni e Platts

I prelievi dei settori industriali *gas intensive*, direttamente allacciati alla rete di trasporto, hanno mostrato una buona ripresa nell'attuale inverno (+13% rispetto W15) con un consumo atteso a 7.6 Gmc. Tuttavia, la debole ripresa macroeconomica non lascia intravedere una crescita rilevante per la fine del 2017 e l'inizio del 2018. La ripresa dei prezzi e l'andamento dell'economia comunque non brillante anche se positivo, prospettano un possibile nuovo ridimensionamento della crescita industriale per il 2017 (+8% verso AT 15) con un domanda di circa 14 Gmc anche per il 2018 (Figura 2.6).

ITALIA: ANCORA SETE DI VOLUMI SPOT

Il prezzo PSV ha incorporato per l'AT 16 sicuramente la scia rialzista dei mercati nord-europei dell'ormai concluso inverno, attestandosi, secondo le nostre stime, a circa 20.1 €/MWh (+27% rispetto al 2015) nel corrente AT, e a circa 19.1 €/MWh nel prossimo (+21% rispetto al 2015) (Tabella 2.2), con un possibile *range* di volatilità media⁴ di +/-1.32 €/MWh e +/-1.5 €/MWh nel presente e successivo AT rispettivamente (Figura 2.7).

Il mercato Italia continuerebbe così a confermare strutturalmente il premio sull'Europa nord-occidentale nonostante l'incremento dell'offerta di gas dovuta all'attestata ripresa dell'import a Mazara (già analizzato nel precedente *Energy Outlook*) e, soffermandoci sull'inverno ormai concluso, maggiore capacità di erogazione (+0.5 Gmc), conferita tramite servizio integrato di rigassificazione, e maggior disponibilità di gas a Baumgarten/Arnoldstein, assegnata per la prima volta con un meccanismo ad asta di prodotti *short-term* indetta da GazExport (controllata Gazprom)⁵.

Guardando *forward* in questo *outlook* si è tenuto conto dell'assegnazione di tutto lo spazio in stoccaggio messo a disposizione nelle prossime aste che si terranno in marzo e che prevedono il conferimento di circa 12 Gmc (+0.5 Gmc rispetto all'anno di stoccaggio 2016) di cui 1.5 Gmc (+0.5 Gmc rispetto al precedente anno) destinati primariamente per il servizio integrato di rigassificazione. Secondo nostre stime il valore attuale di mercato dello stoccaggio italiano si riflette in un valore ai minimi storici, intorno a 0.5 €/MWh, circa 1 €/MWh in meno rispetto all'anno scorso, cosa che potrebbe generare scarso *market appeal*. Tuttavia il mancato totale conferimento della capacità messa all'asta potrebbe generare un rilevante *bearish risk* sul prodotto S-17 di cui bisognerà tener conto in termini di minor domanda di iniezione.

A questo quadro si aggiunge anche il nuovo disegno regolatorio delle aste di rigassificazione *long-term* che, in caso di avvio dal prossimo anno termico, potrebbe generare un'ulteriore offerta (potenzialmente fino a +3.7 Gmc/a) con possibili *downside risk*. L'impatto di tale cambio regolatorio è stato affrontato più nel dettaglio nell'approfondimento relativo di questo *Energy Outlook*.

TABELLA 2.2. PREZZI PREVISIVI REF E CONFRONTI CON CURVE FORWARD (marzo 2017) (€/MWh)

	PSV-REF	PSV FWD	TTF-REF	TTF FWD	Spread PSV-TTF REF	Spread PSV-TTF Fwd
W15	16.9	16.9	14.9	14.9	2.06	2.06
S16	14.7	14.7	13.0	13.0	1.78	1.78
W16*	19.9	19.9	18.0	18.0	1.82	1.82
S17*	20.3	18.3	18.6	16.5	1.77	1.80
W17*	19.8	19.3	18.0	17.7	1.84	1.55
S18*	18.3	17.9	16.6	16.3	1.79	1.55
AT15	15.8	15.8	13.9	13.9	1.92	1.92
AT16*	20.1	19.1	18.3	17.3	1.79	1.81
AT17*	19.1	18.6	17.3	17.0	1.81	1.55
W16/W15	17%	17%	21%	21%	-12%	-12%
S17/S16	38%	24%	43%	27%	-1%	1%
16/15	27%	20%	32%	24%	-7%	-6%
17/16	-5%	-3%	-6%	-2%	1%	-14%

* Previsione REF-E con modelli I-GaMe e GASP

Fonte: SRG, Terna

Resterebbe infine da considerare come rischio ribassista aggiuntivo sul prossimo AT l'eventuale possibilità di ulteriori prodotti *short-term*⁶, che a oggi, sebbene siano difficili da prevedere sia in termini di volumi sia di *delivery*, non sono così remoti dato l'interesse di Gazprom nel mantenere quota di mercato e nel testare nuove strategie commerciali in vista delle scadenze di contratti *long term*.

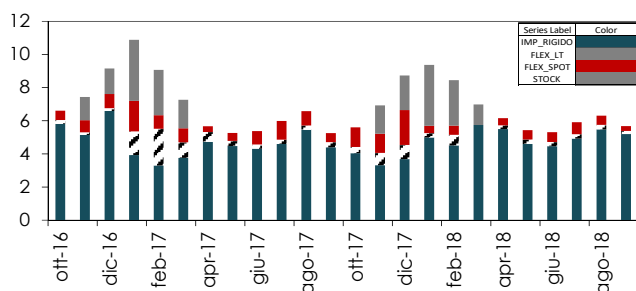
In questo contesto, sebbene la rischiosità di cambi regolatori e di mercato (nuove possibili prodotti *short term*) sia esistente nel medio termine è comunque limitata: le aste *short term* riguarderebbero volumi irrisori rispetto alla domanda italiana, e il conferimento di aste di rigassificazione *long-term* difficilmente potrà partire con successo dal prossimo AT, dato che il meccanismo è ancora in fase di definizione. Dunque il nostro scenario di riferimento di offerta non incorpora

⁴ Intesa come variabilità minima-massima dei prezzi medi mensili.

⁵ Si rimanda all'*Energy Outlook* n.3 per approfondimenti sul tema.

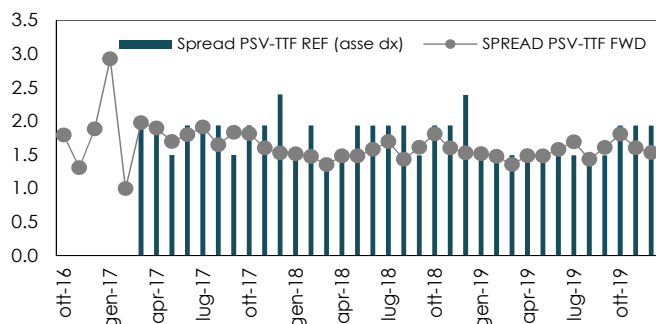
⁶ Ricordiamo che GazExport ha tenuto sessioni d'aste su diversi mercati europei tra il 29 agosto e il 2 settembre 2016 per consegne 100% *take or pay*, *flat*, nel W16, per un totale di 2 Gmc, con circa 0.5 Gmc riconsegnati a Baumgarten e Arnoldstein.

FIGURA 2.8. BREAKDOWN PREVISIONE IMPORT E STOCCAGGIO (Gmc/mese)



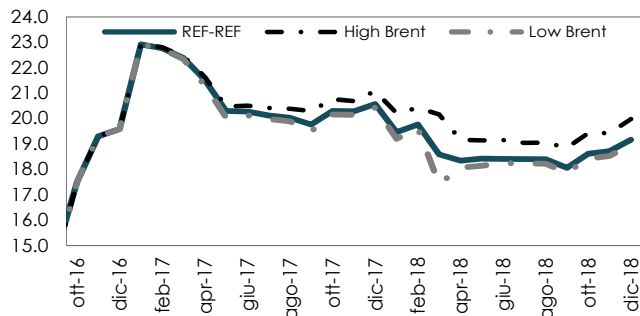
Fonte: Modello I-GaMe

FIGURA 2.9. PREVISIONI REF-E CON MODELLO I-GaMe e GASP



Fonte: elaborazioni storiche su dati Albasoluzioni

FIGURA 2.10. EFFETTO SULLO SPREAD PSV/TTF DI PREZZI OIL RELATIVI A SCENARI REF-E, HIGH E LOW



Fonte: elaborazioni REF-E

TABELLA 2.3. PREVISIONI DI QUOTA SPOT E DI IMPORT LONG TERM (marzo 2017) (Gmc)

	IMPORT LT RIGIDO	FLEX SPOT	FLEX LT	Totale
W16	28.5	5.7	5.1	39.3
S17	27.9	4.3	1.9	34.1
W17	26.3	5.5	2.8	34.6
S18	30.1	3.3	1.4	34.8

* Previsione REF-E con modelli I-GaMe e GASP

Fonte: elaborazioni REF-E

questi fattori di rischio fornendo pertanto una previsione di riferimento di un mercato ancora strutturalmente corto e dipendente da un consistente import dal Nord-Europa (circa 5.7 Gmc) nell'inverno 17, di cui la quota maggiore concentrata nel Q1-17, e in misura di poco inferiore nel periodo S17 (4.6 Gmc), con conseguente rischi di maggior *spread* logistici nel terzo trimestre piuttosto che nel secondo. Da simulazioni ottenute con il modello proprietario I-GaMe si evince ancora una forte dipendenza da quote *spot* anche per il prossimo AT sebbene una domanda di gas più contenuta produrrebbe maggiori *upside risk* nel W17, essendo in questo periodo il mercato italiano più dipendente dall'import nord-europeo (5.5 Gmc W17 verso 3.3 Gmc S18) (Figura 2.8).

Lo *spread* PSV/TTF, che si è attestato a 2.06 €/MWh nell'inverno 2015, è guidato dal peso che le importazioni marginali (*spot* proveniente dagli *hub* del Nord Europa o flessibilità contrattuale *take-or-pay*) hanno sul totale delle importazioni (Tabella 2.3), oltre che da costi di trasporto e di *entry* nel sistema italiano. Nello scenario sopra descritto l'aspettativa è quella di una riconferma di *spread* intorno a 1.7 €/MWh, in media, che potrebbe riconfermarsi anche per il prossimo inverno (1.84 €/MWh). Seppure tale previsione risulti allineata agli attuali *forward* (che riflettono uno *spread* logistico di 1.8 €/MWh), si evidenzia un rischio significativo tra lo *spread* di mercato attuale e il previsivo REF-E: maggiore rischiosità è attesa sul terzo trimestre essendo la domanda italiana più dipendente da quote *spot* rispetto al secondo trimestre (Figura 2.9).

Tuttavia un *trend* ribassista del greggio e/o una domanda gas più contenuta rispetto a quella di riferimento potrebbe tradursi in un fattore *bearish* sulle scadenze vicine (a partire dal Q3-2017), traducibile in circa -0.7 €/MWh rispetto al caso base, mentre potrebbe essere un fattore di rischio rialzista (+0.6 €/MWh rispetto al caso base) sulle scadenze della *mid curve* (Figura 2.10).

3. OUTLOOK PER IL MERCATO ELETTRICO

PUN TRAINATO DAL GAS

MERCATO STRUTTURALMENTE LUNGO MA PREZZI SENSIBILI A FENOMENI CONTINGENTI

TABELLA 3.1. PUN BASELOAD ANNUO E COMPONENTI DEL PREZZO

	2016 ott 2016*	2017 ott 2016	2016 consuntivo	2017 feb** 2017
PUN	40.0	42.4	42.8	49.9
Prezzo gas (€/MWh) ⁽¹⁾	15.2	17.2	15.8	20.9
Costo gas (€/MWh) ⁽²⁾	35.3	39.9	36.6	47.2
Prezzo carbone (\$/t) ⁽³⁾	54.0	53.9	59.7	70.9
Costo carbone (€/MWh) ⁽⁴⁾	24.5	25.0	25.8	32.8
Prezzo carbonio (€/tCO ₂ eq)	5.4	7.5	5.3	5.5
Onere ETS:				
- impianti CCGT (€/MWh) ⁽⁵⁾	2.0	2.8	2.0	2.1
- impianti a carbone (€/MWh) ⁽⁶⁾	5.2	7.1	5.1	5.3
CSS (€/MWh)	2.7	-0.3	4.2	0.6
CDS (€/MWh)	10.3	10.2	11.9	11.8

* Prezzi consuntivi fino al 13 ottobre ** Prezzi consuntivi fino al 28 febbraio

⁽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

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

⁽⁵⁾Onere ambientale impianto CCGT con rendimento 53%

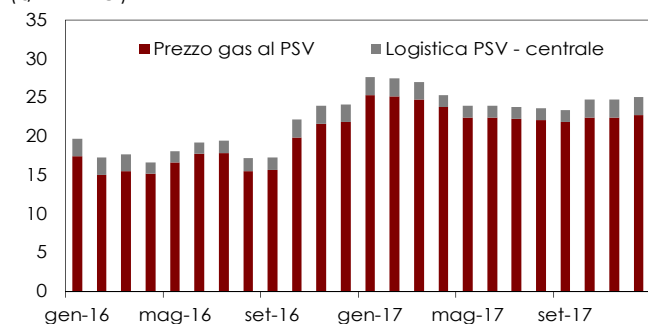
⁽⁶⁾Onere ambientale impianto a carbone con rendimento 35%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts e GME e previsioni con Step

Per l'anno in corso si prevede un PUN poco sotto i 50 €/MWh⁷ (Tabella 3.1), in aumento dunque sia rispetto al PUN consuntivo 2016 (circa 42.8 €/MWh), sia rispetto alla precedente previsione per il 2017 (circa 42.4 €/MWh). La nuova previsione di PUN per il 2017 dipende in parte dal fatto che già incorpora gli elevati prezzi finora registrati anche in Italia a causa dell'aumento della domanda elettrica francese per l'eccezionale abbassamento delle temperature registrato a gennaio nel paese transalpino e della conseguente riduzione dei flussi in import dalla Francia verso il nostro paese.

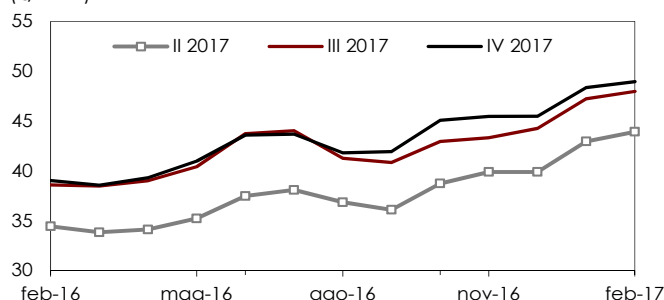
Il secondo *driver* dell'incremento della previsione di PUN⁸ per quest'anno è l'aumento (di circa 4 €/MWh) del prezzo gas al PSV previsto per il 2017 rispetto alla precedente previsione (come illustrato nel Capitolo 2): il PSV è stimato attorno a 20.9 €/MWh, il che indica circa 8 €/MWh di maggiori costi variabili di generazione per la materia prima rispetto alla previsione elaborata a ottobre scorso (Figura 3.1).

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



Fonte: Platts, AEEGSI e previsioni REF-E

FIGURA 3.2. EEX FUTURE TRIMESTRALI* (€/MWh)



* Ultimo dato 22 febbraio 2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

L'impatto rialzista sulla previsione del PUN dei fattori sopra indicati è in ogni caso mitigato dalla perdurante situazione di *overcapacity* strutturale del mercato elettrico italiano (in assenza di fenomeni di scarsità nel breve periodo associata a eventi contingenti). Da un lato, dato il consolidamento del quadro macroeconomico si prevede una leggera ripresa della richiesta di energia elettrica attorno a poco meno di 313 TWh (+4 TWh circa rispetto al 2016), ipotizzando temperature in media stagionale. Dall'altro, sono attesi però in aumento non soltanto la generazione da fonte rinnovabile (+8 TWh circa rispetto al 2016), ma anche l'import netto dall'estero (+4 TWh rispetto al livello eccezionalmente basso dello scorso anno), con un conseguente calo della domanda contendibile per il termoelettrico⁹.

La stima del PUN 2018 si attesta a 45.2 €/MWh: la riduzione rispetto al 2017 dipende dalla contrazione dei costi variabili (-4.5 €/MWh) della tecnologia marginale (CCGT con efficienza media del 53%), frutto delle dinamiche del prezzo gas e dell'assenza nella *view* di medio termine di elementi contingenti, che sono stati caratteristici invece dell'inizio di questo anno.

I PREZZI FORWARD QUOTANO UN DIFFERENZIALE ESTATE-INVVERNO PIÙ ACCENTUATO

La previsione di prezzo presentata risulta in linea con le quotazioni dei mercati a termine¹⁰ registrate a fine febbraio. Anche sul mercato a termine il *trend* è quello di una discesa dei prezzi nel trimestre primaverile seguita da una ripresa nella seconda metà dell'anno e con il quarto trimestre più alto rispetto al terzo (Figura 3.2).

⁷ Questo valore medio annuo è inclusivo dei dati storici fino al 28 febbraio 2017.

⁸ La previsione econometrica riflette che su base storica la tecnologia marginale è stato prevalentemente il CCGT. Tale stima continua a essere valida anche in presenza di uno *switching* parziale tra carbone e gas.

⁹ Per il 2017 si prevede una domanda contendibile intermedia tra i livelli del 2014 e del 2015

¹⁰ Quotazioni dei prodotti *forward* registrate sulla piattaforma EEX.

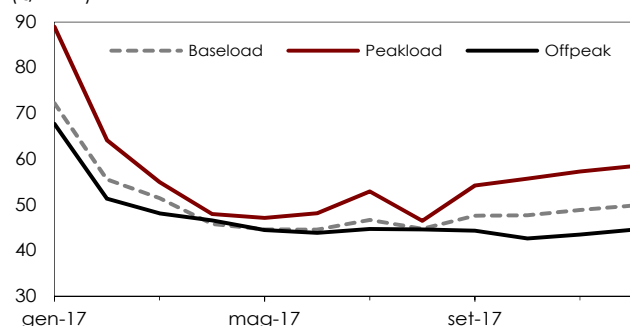
TABELLA 3.2. PUN 2017 MENSILE PER FASCIA ORARIA*
(€/MWh)

	Baseload	Peakload	Off-peak	Festivo
gen-17	72.2	89.0	67.7	59.4
feb-17	55.5	64.1	51.3	50.1
mar-17	51.4	54.9	48.1	51.2
apr-17	45.8	47.9	46.5	43.5
mag-17	44.6	47.1	44.5	41.6
giu-17	44.5	48.1	43.8	41.2
lug-17	46.7	52.9	44.7	42.2
ago-17	44.7	46.5	44.6	42.7
set-17	47.6	54.2	44.3	43.7
ott-17	47.7	55.7	42.6	44.1
nov-17	48.8	57.3	43.4	45.3
dic-17	49.8	58.4	44.5	47.5
2017	49.9	56.3	47.2	46.0

* Valori consuntivi fino al 28 febbraio 2017

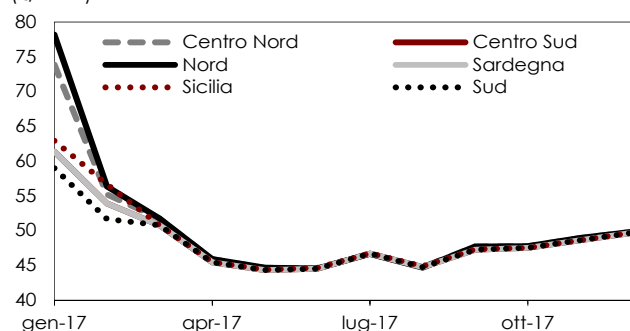
Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

FIGURA 3.3. PUN 2017 MENSILE PER FASCIA ORARIA
(€/MWh)



Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

FIGURA 3.4. PREZZI MENSILI 2017 PER ZONA
(€/MWh)



Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Elfo++

TABELLA 3.3. PREZZI 2017 MENSILI PER ZONA*
(€/MWh)

	PUN	Centro Nord	Centro Sud	Nord	Sardegna	Sicilia	Sud
gen-17	72.2	73.9	61.4	78.2	61.4	62.9	59.0
feb-17	55.5	55.2	53.9	56.3	53.9	56.6	51.7
mar-17	51.4	51.7	50.8	51.7	50.8	50.8	50.8
apr-17	45.8	45.9	45.4	45.9	45.4	45.4	45.4
mag-17	44.6	44.7	44.3	44.7	44.3	44.4	44.3
giu-17	44.6	44.6	44.5	44.5	44.5	44.6	44.5
lug-17	46.7	46.7	46.7	46.6	46.7	46.7	46.7
ago-17	44.7	44.8	44.7	44.7	44.7	44.9	44.7
set-17	47.6	47.7	47.2	47.7	47.2	47.3	47.2
ott-17	47.7	47.8	47.5	47.8	47.5	47.5	47.5
nov-17	48.8	48.9	48.6	48.9	48.6	48.6	48.6
dic-17	49.8	49.8	49.7	49.8	49.7	49.7	49.7
2017	49.9	50.1	48.7	50.6	48.7	49.1	48.3

* Valori consuntivi fino al 28/02/2017

Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Elfo++

A differenza della previsione REF-E, i mercati al momento quotano un differenziale più marcato tra primavera e estate, incorporando probabilmente la possibilità di alti prezzi in coincidenza del caldo estivo.

Dopo una media *baseload* consuntiva per gennaio di oltre 72 €/MWh, il prezzo risentirà anche nei prossimi mesi dei surriscaldamenti registrati sul mercato nel corso dell'inverno 2016-2017, nonché di un prezzo del gas relativamente alto (Tabella 3.2 e Figura 3.3).

Nel corso dell'anno si toccheranno minimi intorno ai 45 €/MWh in primavera, quando anche il differenziale tra picco e fuori picco risulterà particolarmente contratto, mentre per la fine dell'anno si prevede una lieve ripresa, in particolare nelle ore di picco, portandosi, in termini di prezzo medio, sui 50 €/MWh.

SOSTANZIALE ALLINEAMENTO DEI PREZZI ZONALI

Le attese per la restante parte del 2017 sono di un sostanziale allineamento dei prezzi elettrici nelle zone di mercato (Tabella 3.3 e Figura 3.4).

In condizioni di equilibrio di medio periodo, il prezzo Sicilia tende a rimanere allineato a quello della zona Sud, mentre la zona Nord (e di riflesso anche la zona Centro Nord) potrebbe attestarsi a premio sul PUN e sul prezzo della zona Sud solo in un numero limitato di ore *peakload*. Effetti di disequilibrio e di conseguente *market splitting* potrebbero emergere in caso di indisponibilità della rete di trasmissione e di condizioni di scarsità nei paesi interconnessi.

CSS CONTENUTO SENZA CONTINGENCY

Il *clean spark spread* (CSS) (Tabella 3.4 e Figura 3.5), grazie all'elevata marginalità ottenuta a gennaio dai CCGT, si attesta nel 2017 su un valore medio di 0.6 €/MWh.

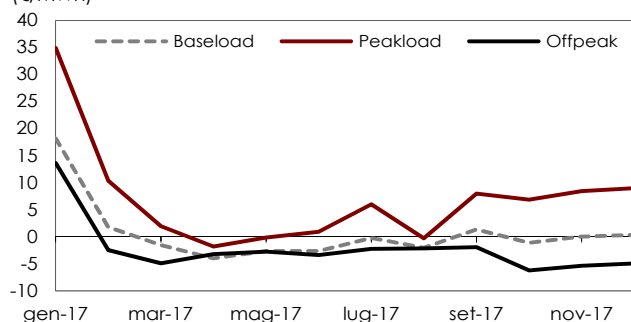
Nei periodi di più bassa domanda, l'elevata concorrenzialità del mercato impedisce un completo trasferimento dei costi variabili degli impianti marginali sul prezzo elettrico: il CSS *baseload* rimane su terreni negativi per la maggior parte dei mesi rimanenti dell'anno, in particolare nel periodo primaverile, tornando su livelli positivi solo sul finire dell'anno.

Il *clean dark spread* (CDS) (Tabella 3.5 e Figura 3.6) dipende dai trend relativi del prezzo del carbone e del prezzo elettrico, a sua volta correlato ai movimenti del prezzo del gas. Dopo il picco di gennaio, il CDS nei mesi primaverili si attesta su valori che si avvicinano ai 5 €/MWh sul *baseload*, e su valori inferiori ai 10 €/MWh se si considerano le sole ore di picco.

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

	Baseload	Peakload	Off-peak	Festivo
gen-17	18.2	34.9	13.7	5.4
feb-17	1.8	10.4	-2.5	-3.6
mar-17	-1.5	2.0	-4.9	-1.8
apr-17	-4.0	-1.8	-3.2	-6.2
mag-17	-2.6	-0.1	-2.7	-5.6
giu-17	-2.6	0.9	-3.4	-5.9
lug-17	-0.2	6.0	-2.2	-4.6
ago-17	-2.0	-0.3	-2.1	-4.0
set-17	1.4	8.0	-1.9	-2.5
ott-17	-1.1	6.9	-6.2	-4.7
nov-17	0.0	8.5	-5.4	-3.5
dic-17	0.4	9.0	-4.9	-2.0
2017	0.6	7.0	-2.1	-3.3

Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

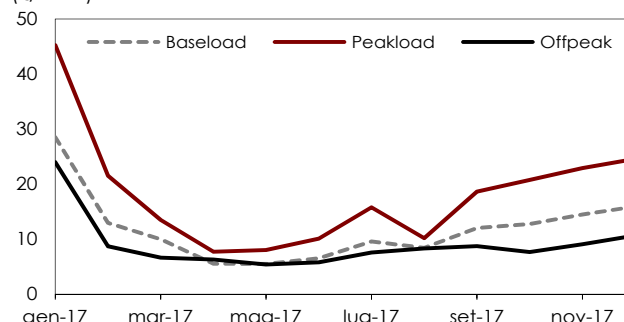
FIGURA 3.5. CSS MENSILE PER FASCIA ORARIA
(€/MWh)


Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

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

	Baseload	Peakload	Off-peak	Festivo
gen-17	28.5	45.2	24.0	15.7
feb-17	12.9	21.5	8.7	7.5
mar-17	10.0	13.5	6.6	9.7
apr-17	5.5	7.7	6.3	3.3
mag-17	5.5	8.0	5.4	2.5
giu-17	6.5	10.1	5.8	3.2
lug-17	9.6	15.8	7.6	5.1
ago-17	8.4	10.2	8.3	6.4
set-17	12.0	18.6	8.7	8.1
ott-17	12.7	20.7	7.7	9.2
nov-17	14.5	22.9	9.1	10.9
dic-17	15.9	24.6	10.6	13.6
2017	11.8	18.2	9.1	7.9

Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

FIGURA 3.6. CDS MENSILE PER FASCIA ORARIA
(€/MWh)


Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

CARBONE COMPRESSO TRA RINNOVABILI E CCGT

La quota di mercato degli impianti a gas per il 2017 risulta in contrazione rispetto al 2016, in quanto la lieve ripresa della domanda elettrica non risulta sufficiente compensare l'aumento di produzione a carbone, produzione rinnovabile e import netto.

TABELLA 3.6. BILANCIO ELETTRICO*
(TWh)

	2016 Preconsuntivo	2017 ott 2016	2017 feb 2017
Domanda nazionale	308.4	310.6	312.7
Consumi pompaggio	2.4	0.5	0.5
Autoproduzione	18.3	18.3	18.3
Import netto	37.0	45.7	40.4
CIP6 assimilato a rinnovabile**	11.3	10.1	10.6
Grande idroelettrico	36.5	42.1	42.0
Generazione pompaggio	1.8	0.2	0.2
Rinnovabili (escluso grande idro)	67.9	69.9	70.4
di cui eolico	17.5	16.5	16.5
di cui minidroelettrico	4.0	5.4	5.4
di cui biomasse e RSU	18.0	18.5	19.0
di cui geotermico	5.9	5.9	5.9
di cui fotovoltaico	22.5	23.6	23.6
Produzione termoelettrica***	138.1	125.0	131.3
di cui a gas	105.0	93.7	93.9
di cui a carbone	32.4	30.4	36.7
di cui convenzionale	0.7	0.9	0.7

* Bilancio a valle di MGP

** Inclusi nuovi RSU e impianti con convenzione in scadenza

*** Escluso autoproduzione, biomasse e CIP6 assimilati a rinnovabili

Fonte: stima REF-E su dati Terna ed elaborazioni con Elfo++

DOMANDA ELETTRICA IN LIEVE RIPRESA

Il dato preconsuntivo di richiesta elettrica per il 2016 si attesta poco sopra i 308 TWh, mentre per il 2017 si prevede una lieve ripresa, di poco più ottimista rispetto al precedente aggiornamento, dato il consolidamento del seppure debole *trend* positivo di crescita economica sottostante, per cui si potrebbe arrivare quasi a 313 TWh di richiesta, +1.4% sul 2016 (Tabella 3.6).

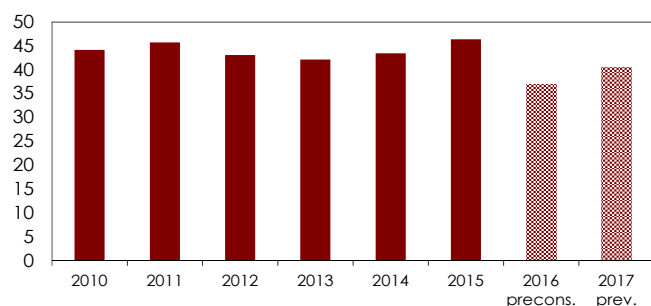
LA PRODUZIONE A CARBONE RISENTE DELLA COMPETITIVITÀ DI RINNOVABILI E CCGT

Per il 2016, sulla base dei risultati MGP e dei dati mensili pubblicati da Terna, resta confermata la contrazione della produzione a carbone rispetto agli ultimi anni, legata sia alla riduzione della produzione di impianti prossimi alla chiusura, che alla competitività delle rinnovabili in ore vuote e dei CCGT, dati gli andamenti relativi delle *commodities* che favoriscono condizioni di *switching* nell'ordine di merito fra impianti a carbone e CCGT a gas (come analizzato nel relativo approfondimento), in ore piene. Per il 2017 la produzione a carbone è prevista in ripresa rispetto al livello del 2016, in quanto, dati i livelli di prezzo gas, carbone ed ETS assunti, la probabilità di

switching carbone-gas nell'ordine di merito italiano tende a ridursi rispetto alle condizioni dell'anno scorso, pur rimanendo non trascurabile stante l'elevata volatilità delle *commodities*,

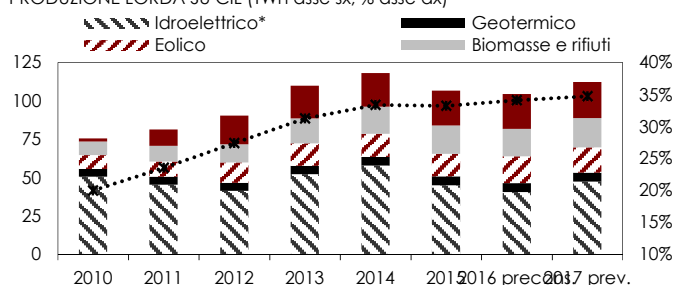
CONDIZIONI CLIMATICHE ESTREME E INDISPONIBILITÀ DEL NUCLEARE FRANCESE SI RIFLETTONO SUGLI SCAMBI CROSS-BORDER

FIGURA 3.7. SALDO ANNUALE IMPORT NETTO DALL'ESTERO (TWh)



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

FIGURA 3.8. PRODUZIONE NETTA DA FONTI RINNOVABILI E PRODUZIONE LORDA SU CIL (TWh asse sx, % asse dx)



* Al netto della produzione da pompaggio

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

In forte diminuzione, nei mesi invernali a cavallo tra il 2016 e il 2017, l'import, complici in questo caso la variabile climatica a livello europeo, a cui si sono almeno in parte sovrapposte le tensioni sul mercato francese date dall'indisponibilità inaspettatamente prolungata di una rilevante quota del parco nucleare.

L'import netto 2017 è in ripresa rispetto al 2016, ma ridotto rispetto agli anni precedenti¹¹ (Figura 3.7): pesa la forte contrazione rispetto ai dati storici registrata a gennaio fino a metà febbraio e la probabilità nel prossimo inverno di un import netto da Francia e Svizzera sensibile a nuove possibili tensioni sui mercati Europei per ragioni climatiche e/o di disponibilità del parco di generazione nucleare.

LE RINNOVABILI COPRONO QUASI IL 35% DEL CIL

Per le rinnovabili complessivamente il 2016 segna una riduzione rispetto al 2015, legata alla contenuta produzione idroelettrica per effetti meteorologici, a fronte di una maggiore produzione eolica¹² (+2 TWh circa) e di una sostanziale invarianza delle altre fonti.

Nel 2017 la produzione idroelettrica è ipotizzata in linea con il *load factor* medio storico degli ultimi 10 anni¹³, e quindi aumenta di quasi 7 TWh rispetto al 2016, mentre, sempre considerando la producibilità media storica degli ultimi 10 anni, la fonte eolica potrebbe segnare una contrazione di circa 1 TWh rispetto al 2016, nonostante la previsione di un aumento, seppure contenuto a poche centinaia di MW, della capacità installata tra il 2016 e il 2017¹⁴. Biomasse e fotovoltaico nel 2017 dovrebbero invece segnare un aumento della produzione di quasi 1 TWh ciascuna, legato all'entrata in esercizio di nuova capacità¹⁵ e all'utilizzo

di *load factor* storici. Per il geotermoelettrico, infine, data l'assenza di nuova capacità, si conferma la produzione stimata per il 2016 anche per il 2017.

Sulla base dei dati mensili preconsuntivi di Terna, la produzione da fonte rinnovabile netta 2016 si sarebbe attestata poco sopra i 104 TWh, mentre nel 2017, sulla base delle ipotesi REF-E, la generazione rinnovabile arriverà a poco più di 112 TWh¹⁶. In termini di rapporto tra consumo interno elettrico lordo da fonti rinnovabili, normalizzato sulla base della producibilità storica per l'eolico e l'idroelettrico, e il consumo interno lordo (CIL) dell'intero settore elettrico si è quindi arrivati al 33.3% nel 2015, mentre per il 2016 ci si attesta a 34.1% e nel 2017 si dovrebbe arrivare a 34.8% (Figura 3.8).

¹¹ L'import netto dalle varie frontiere è stimato per il 2017 sulla base dei tassi storici post *market coupling* di utilizzo della *Net Transfer Capacity* (NTC), e considerando i valori di NTC pubblicati da Terna a fine 2016 per il 2017.

¹² Legata, in larga parte, a un maggior livello di producibilità per condizioni meteorologiche favorevoli, e solo in misura minore alle nuove entrate.

¹³ Sebbene tale ipotesi potrebbe rivelarsi ottimista, in quanto l'anno è iniziato con livelli di invaso di gennaio ai minimi storici (Rapporto Mensile Terna - <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>).

¹⁴ Nuova capacità incentivata ex DM 6 luglio 2012 ed ex DM 26 giugno 2016.

¹⁵ Nuova capacità incentivata ex DM 6 luglio 2012 ed ex DM 26 giugno 2016 per le biomasse; piccoli impianti di taglia residenziale supportati dalle detrazioni fiscali per le ristrutturazioni edilizie per il fotovoltaico.

¹⁶ Si tratta della produzione complessiva da fonti rinnovabili, cioè a valle di tutti i mercati e compresa la parte di autoconsumo. Nel 2016 la sola produzione programmata a valle della chiusura di MGP è stata pari a 97.8 TWh.

4. ANALISI DI SENSITIVITÀ

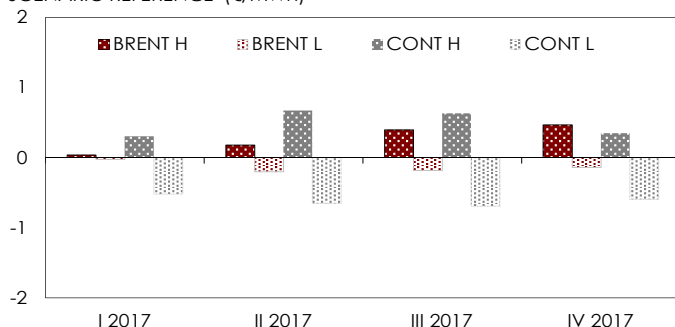
Le previsioni dello scenario *Reference* sono ovviamente soggette a un certo grado di variabilità in caso di variazioni dei principali *driver* di mercato. Ne è stata pertanto verificata la sensitività rispetto a due scenari alternativi *High* e *Low* di evoluzione rispettivamente del prezzo del Brent e del livello di domanda contendibile.

Rispetto a un prezzo medio del Brent nello scenario *Reference* per il 2017 di circa 51.9 \$/bbl è stato ipotizzato:

- nello scenario *High* un prezzo medio del Brent per il 2017 di circa 56.5 \$/bbl;
- nello scenario *Low* un prezzo medio del Brent per il 2017 di circa 50.3 \$/bbl.

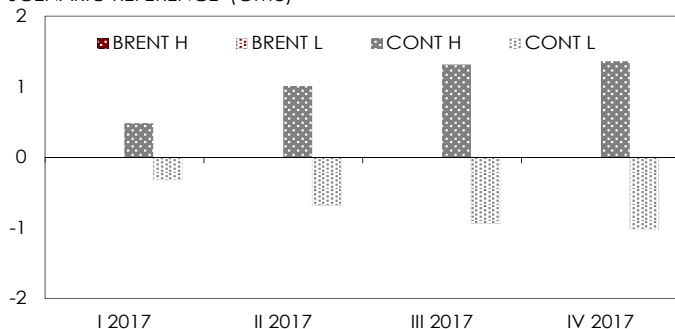
Per la domanda contendibile, rispetto a quanto ipotizzato nello scenario *Reference*, sono stati invece rispettivamente assunti un suo aumento di circa 20 TWh per lo scenario *High* e una sua riduzione di circa 20 TWh per lo scenario *Low*, in entrambi i casi imputabili ad aumento o riduzioni della generazione da fonte rinnovabile e/o dell'import netto dalle frontiere estere.

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



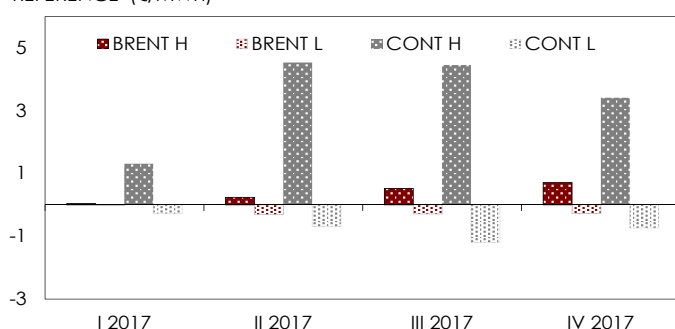
Fonte: elaborazione e previsione REF-E con I-GAME su dati SRG

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



Fonte: elaborazione e previsione REF-E con GASP su dati SRG

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



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

EFFETTO SUL PREZZO DEL GAS

Il prezzo gas è impattato sia direttamente dalle variazioni del prezzo del Brent, che indirettamente dalle variazioni della domanda contendibile elettrica attraverso l'effetto che questa esercita sulla domanda gas del settore termoelettrico (Figura 4.1). In particolare, in caso di prezzo del Brent in linea con lo scenario *High* il prezzo gas aumenterebbe di circa 0.3 €/MWh, mentre con un prezzo del Brent in linea con lo scenario *Low* questo il prezzo gas diminuirebbe di circa 0.2 €/MWh. Il prezzo gas aumenterebbe di circa 0.5 €/MWh e diminuirebbe di circa 0.6 €/MWh in caso invece rispettivamente di aumento e di decremento della domanda contendibile di 20 TWh.

EFFETTO SULLA DOMANDA GAS

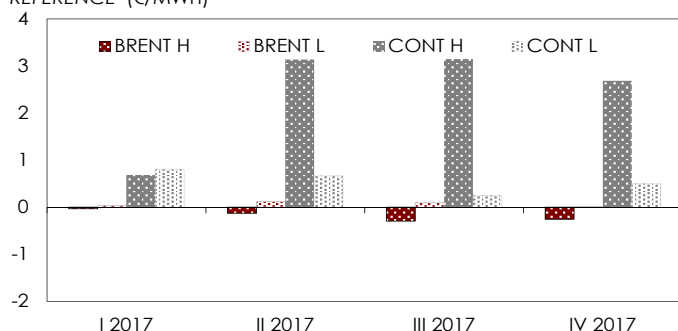
La domanda gas è impattata soltanto indirettamente dalle variazioni della domanda contendibile per il termoelettrico, mentre è nullo l'impatto delle variazioni del prezzo del Brent sulla domanda gas del settore industriale per gli effetti di sostituzione trascurabili che queste variazioni esercitano (Figura 4.2)¹⁷. Nello specifico, un aumento della domanda contendibile per il termoelettrico di 20 TWh comporterebbe un aumento complessivo della domanda gas (del settore termoelettrico) di circa 4.2 Gmc, mentre una riduzione di 20 TWh della domanda contendibile si tradurrebbe in una contrazione complessiva della domanda gas di circa 3 Gmc.

EFFETTO SUL LIVELLO DEL PUN

Il livello del PUN è influenzato sia dalle variazioni del prezzo del Brent attraverso l'effetto che queste esercitano sul prezzo gas, che dalle variazioni della domanda contendibile per il termoelettrico (Figura 4.3). In caso di aumento del prezzo del Brent in linea con lo scenario *High* il PUN aumenterebbe di circa 0.4 €/MWh, mentre in caso di riduzione del prezzo del Brent fino ai livelli dello scenario *Low* il PUN si contrarrebbe di circa 0.2 €/MWh. Un aumento della domanda contendibile per il termoelettrico di 20 TWh si tradurrebbe invece in un aumento del PUN di circa 3.4 TWh, mentre una sua riduzione di 20 TWh darebbe luogo a una riduzione del PUN di soli 0.7 TWh evidenziandone quindi una certa rigidità verso il basso rispetto alle previsioni dello scenario *Reference*.

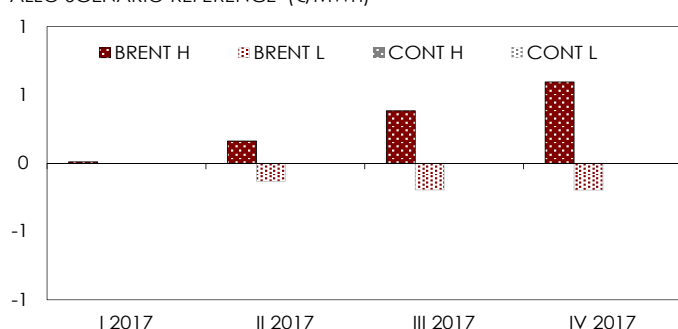
¹⁷ Gli effetti indiretti della variazione del Brent derivanti da uno switching strutturale tra carbone e gas non sono considerati in questa sensitività ma sono valorizzati nell'Approfondimento dedicato di questo Energy Outlook.

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



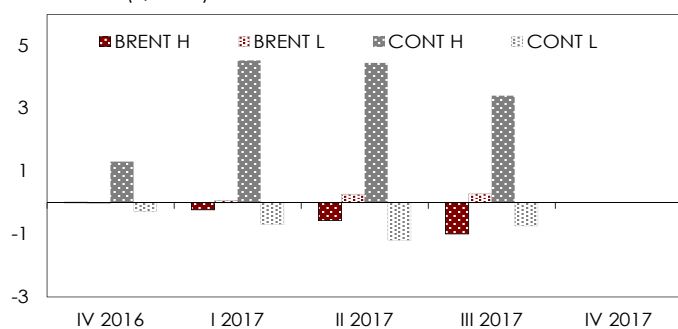
Fonte: elaborazione e previsione REF-E con STEP su dati GME e Terna

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

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



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

EFFETTO SUL CLEAN SPARK SPREAD

Riguardo gli impatti sul *Clean Spark Spread* (CSS) (Figura 4.4), i risultati delle sensibilità evidenziano che in caso di aumento del prezzo del Brent in linea con lo scenario *High* il CSS si ridurrebbe in media di circa 0.2 €/MWh, mentre con una riduzione del prezzo del Brent in linea con lo scenario *Low* il CSS aumenterebbe in media di circa 0.1 €/MWh. L'elasticità del PUN al prezzo gas è infatti inferiore all'unità in quanto gli operatori non sono in grado nel breve termine di trasferire interamente sul PUN tutti le variazioni del prezzo del Brent e quindi del prezzo gas. Il CSS aumenterebbe infine rispettivamente di circa 2.4 €/MWh e circa 0.7 €/MWh sia in caso di aumento, che in caso di riduzione di 20 TWh della domanda contendibile per il termoelettrico. Vi è infatti una reazione asimmetrica del PUN agli *shock* positivi e negativi alla domanda contendibile per il termoelettrico, diversamente da quanto accade per il prezzo gas. In caso di aumento della domanda contendibile per il termoelettrico il PUN aumenta infatti più di quanto non aumenti il prezzo gas e quindi il costo variabile di generazione per la materia prima, mentre in caso di riduzione del contendibile il PUN mostrandosi rigido verso il basso si contrae meno di quanto non si riduca il prezzo gas il prezzo gas.

EFFETTO SUL PREZZO DEL CARBONE

A esercitare un impatto sul prezzo del carbone sono ovviamente soltanto le variazioni del prezzo del Brent, mentre l'impatto delle variazioni della generazione da fonti rinnovabili è nullo¹⁸ (Figura 4.5). In particolare, un aumento del prezzo del Brent in linea con lo scenario *High* comporterebbe un incremento medio del prezzo del carbone di circa 0.3 €/MWh, mentre una riduzione del prezzo del Brent in linea con lo scenario *Low* causerebbe una diminuzione media del prezzo del carbone di circa 0.1 €/MWh.

EFFETTO SUL CLEAN DARK SPREAD

Il *Clean Dark Spread* (CDS) è infine impattato sia dalle variazioni del prezzo del carbone legate a quelle del prezzo del Brent, sia alle variazioni del PUN connesse alle variazioni della domanda contendibile per il termoelettrico (Figura 4.6). Nello specifico, il CDS si ridurrebbe di circa 0.4 €/MWh in caso di prezzo del Brent in linea con lo scenario *High* e aumenterebbe di circa 0.2 €/MWh in caso di prezzo del Brent in linea con lo scenario *Low*. Il CDS aumenterebbe invece di circa 3.4 €/MWh in caso di aumento di 20 TWh della domanda contendibile per il termoelettrico, mentre diminuirebbe di circa 0.7 €/MWh in caso di riduzione di 20 TWh di quest'ultima.

APPROFONDIMENTO 1

ADEGUATEZZA DEL SISTEMA ITALIANO: OVERCAPACITY O SCARSITÀ?

La crescita dei consumi europei dovuta all'ondata di gelo di gennaio ha portato pesanti effetti sui mercati elettrici, nonostante il ripristino da inizio anno della produzione nucleare francese dopo due mesi circa di indisponibilità del 12% del parco per i controlli da parte dell'*Authority* francese sulla sicurezza nucleare (Asn). L'impatto più forte si è verificato nella seconda metà di gennaio quando l'import si è notevolmente ridotto rispetto agli anni precedenti, mettendo in discussione i livelli di adeguatezza della capacità di generazione in Italia.

Alle ore 19 del 19 gennaio 2017 la richiesta sulla rete in Francia ha raggiunto uno dei picchi più alti di tutto l'inverno, arrivando a 93.3 GW. Nella stessa ora anche la richiesta in Italia era molto alta (circa 48 GW), seppur non al picco maggiore dell'inverno (corrispondente a circa 50 GW).

Al fine di misurare il livello di adeguatezza del sistema italiano in tali condizioni, è stato stimato il margine di riserva necessario a coprire il fabbisogno e il margine di sicurezza del sistema.

LA SIMULAZIONE DELLE CONDIZIONI DI ADEGUATEZZA DEL SISTEMA ITALIANO

In base alle informazioni pubblicamente disponibili, sono stati usati tre approcci.

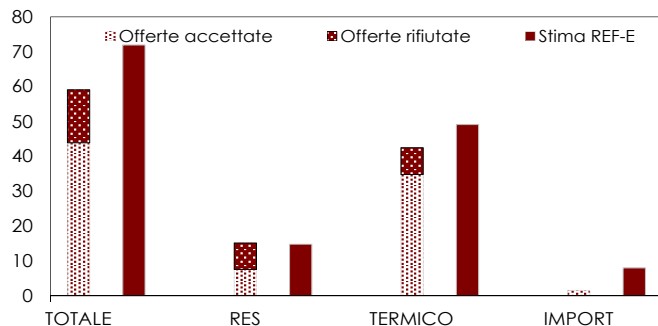
- **Analisi ex post.** Il margine di riserva è approssimativamente stimato come la capacità offerta sui mercati (che rappresenta la capacità disponibile) al netto di quella accettata (che rappresenta la capacità necessaria a coprire la domanda).
- **Simulazione deterministica.** Modellizzazione ex-post esplicita del bilancio elettrico sia nelle condizioni di import storico sia in casi alternativi di riduzione più estrema dell'import netto, per studiare la capacità del sistema italiano di coprire la domanda in tutte le situazioni.
- **Simulazione probabilistica.** Analisi della capacità del sistema italiano di coprire la domanda considerando la disponibilità stocastica degli elementi del sistema fisico (disponibilità di generazione delle unità di produzione e disponibilità di rete).

1. ANALISI EX-POST

Le quantità sottostanti le offerte sul Mercato del Giorno Prima (MGP) costituiscono una misura dinamica della generazione disponibile, in quanto corrispondenti ai valori relativi all'ora specifica presa in considerazione. Questa misura dinamica è stata confrontata con una nostra stima statica della capacità complessiva statisticamente disponibile in media d'anno¹⁹.

Il margine di riserva equivale a circa 28 GW se misurato rispetto alla stima REF-E, esprimendo quindi la possibilità di aumentare la produzione del 39%. Osservando le offerte di vendita rifiutate su MGP si ha che la produzione era in grado di incrementarsi del 25.7%.

FIGURA A1.1. VENDITE SU MGP VERSUS STIMA REF-E (GW)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERN e GME

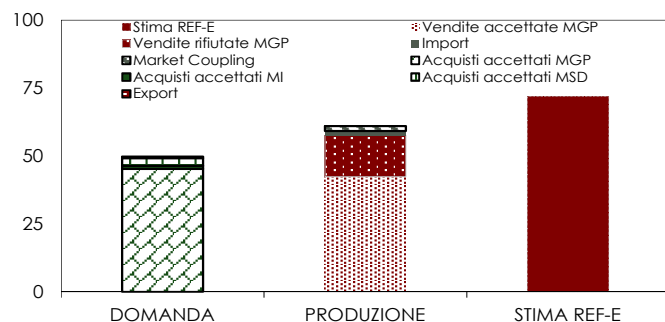
Entrando nel dettaglio delle singole fonti energetiche, **Figura A1.1**, si ha che il margine di riserva sulla produzione termica equivale 14.2 GW (29%) se misurato rispetto alla stima REF-E e a 7.6 GW (18%) rispetto alle offerte rifiutate su MGP. Il margine di riserva sulla produzione da fonti rinnovabili equivale 7.2 GW (48.6%) rispetto alla stima REF-E e a 7.6 GW (50%) rispetto alle offerte rifiutate su MGP. Infine, il margine di riserva sugli import equivale a 6.5 GW, ovvero a circa 81%, rispetto alla stima REF-E, mentre non vi sono offerte di vendita provenienti dall'estero rifiutate su MGP.

Osservando le quantità totali di MGP, Mercato Infra-giornaliero (MI) a salire e Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) a salire²⁰ è possibile misurare il margine di riserva per la copertura

¹⁹ Partendo dal database di REF-E del parco di generazione italiano, la capacità installata di ogni impianto è stata scontata di un fattore di indisponibilità medio annuo differenziato per ogni tecnologia, che rappresenta le indisponibilità accidentali e per manutenzioni (o altre indisponibilità a seconda della tipologia di impianto). Tali coefficienti ricalcano l'indisponibilità statica di ogni tipologia di impianto.

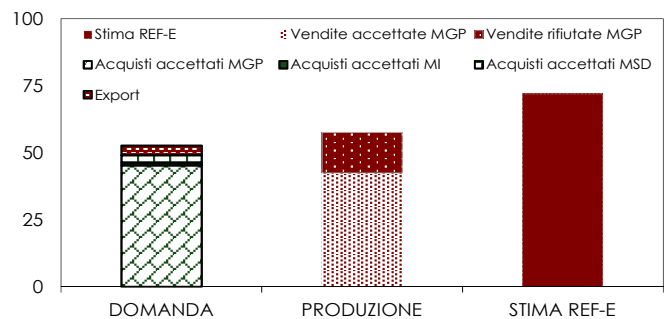
²⁰ In particolare alla quantità di acquisto accettata su MGP sono state sommate le quantità a salire di offerte di acquisto accettate sulle diverse sessioni di MI e le quantità a salire di offerte di vendita accettate su MSD (corrispondenti quindi a un'ulteriore richiesta). Tale quantità, corrispondente a 49.13 GW, rappresenta una approssimazione della richiesta italiana totale di energia elettrica. Il delta esistente tra questa quantità e l'*actual load* (ovvero 1.15 GW) rappresenta un'approssimazione dei dati di MB, che però non sono stati considerati in quanto non ancora pubblicati.

FIGURA A1.2. OFFERTE SU MGP+MI+MSD VERSUS STIMA REF-E (GW)



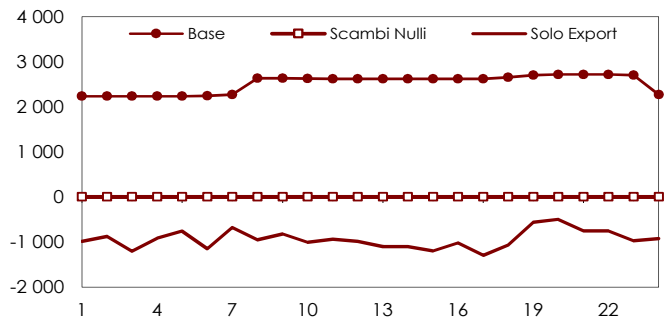
Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERN e GME

FIGURA A1.3. OFFERTE SU MGP+MI+MSD VERSUS STIMA REF-E NEL CASO DI SOLO EXPORT (GW)



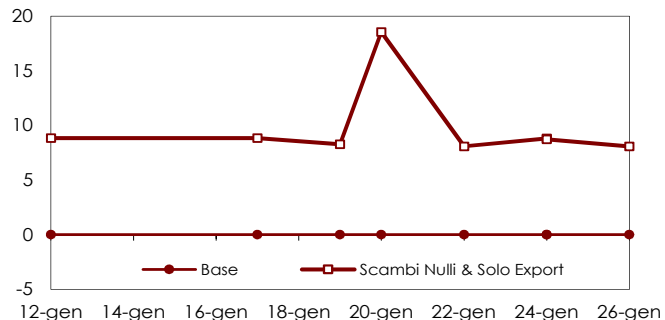
Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERN e GME

FIGURA A1.4. PROFILO ORARIO DI IMPORT/EXPORT (MW)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA A1.5. PROBABILITA' DI DISTACCO NEI TRE SCENARI (MW)



Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Elfo++

della domanda e del margine di affidabilità per garantire la sicurezza del sistema. In **Figura A1.2** le quantità offerte sui vari mercati sono state confrontate tra di loro: la richiesta italiana, corrispondente a 49.1 GW si suddivide in circa 45.3 GW di offerte su MGP, 1.1 GW su MI e 2.8 GW su MSD. Il margine di riserva in sicurezza equivale al 15%, mentre quello sulla stima di REF-E è equivalente al 32%.

Ipotizzando una situazione in cui l'Italia da paese importatore esporta la massima quantità possibile, equivalente al valore di *Net Trasfert Capacity* (NTC) definito per quel giorno (pari a 3.6 GW), il margine di riserva diminuisce seppur rimanendo sempre positivo. In **Figura A1.3** sono riportati i valori totali di domanda, equivalente alle offerte accettate su MGP, su MI, su MSD ed export ipotizzato, arrivando a un totale di 52.7 GW, con un margine sulla produzione italiana del 9% e sulla stima di REF-E del 27%.

Lo studio condotto con l'analisi ex-post però non tiene conto di limitazioni e indisponibilità della rete di trasmissione, ma effettua una misura statica del margine di riserva confrontando semplicemente la generazione disponibile con il livello di domanda.

2. SIMULAZIONE DETERMINISTICA

Come secondo approccio è stata utilizzata una simulazione deterministica del dispacciamento del sistema usando il modello Elfo++²¹ e concentrata nel periodo di picco invernale, ovvero sui giorni attorno al 19 gennaio. Tale simulazione riproduce le condizioni che si sono verificate sull'intero sistema italiano, aggiungendo rispetto all'analisi ex-post informazioni sulla disponibilità della rete di trasmissione nazionale. Per meglio comprendere la riserva totale, nelle simulazioni sono stati considerati anche i vincoli sui requisiti di riserva soddisfatti su MSD

La simulazione dimostra che sia nello scenario che include le informazioni storiche delle prime due settimane di gennaio (*scenario base*), sia nello scenario in cui l'Italia viene considerata come un sistema separato dal resto dell'Europa, considerando quindi (**Figura A1.4**) nessun valore di import e di export (*scambi nulli*), sia nello scenario più estremo in cui si suppone che l'Italia sia esportatrice in tutte le ore considerate verso la Francia e la Svizzera (*solo export*), non si verificano condizioni di energia non fornita nel sistema italiano.

3. SIMULAZIONE PROBABILISTICA

La simulazione mediante Elfo++ stocastico²² permette di stimare la probabilità di avere distacco nelle ore di massimo carico termico del sistema nelle settimane considerate. In **Figura A1.5** è riportato un focus dei giorni attorno al 19 gennaio. Si osserva come la probabilità di avere un distacco nello scenario base sia sempre pari a zero, mentre negli scenari varianti le probabilità divengano positive, intorno all'8% con punte possibili fino al 18% circa in caso di massima domanda.

²¹ Elfo++ di REF-E e le sue diverse funzionalità permettono di simulare le diverse fasi del mercato elettrico italiano: dal Mercato del giorno prima al Mercato del dispendimento e il Mercato della capacità. Maggiori dettagli si possono consultare al seguente link: <http://www.ref-e.com/it/what-we-offer/elfo-electricity-forecasting#Suite>.

²² Il modello Elfo++ permette di effettuare una simulazione probabilistica, associando una componente stocastica alle variabili prese in considerazione.

ADEGUATEZZA GARANTITA ANCHE IN CONDIZIONI DI EXPORT, MA CON POSSIBILI RISCHI PER LA SICUREZZA

In conclusione, osservando i dati ex-post si evince che nei giorni di alta domanda di gennaio, il margine di riserva per coprire il fabbisogno in condizioni affidabili è stato del 15%, valore che si ridurrebbe al 9% considerando una situazione di export massimo. Tali valori risentono della indisponibilità di molte risorse nel periodo di indagine: considerando la disponibilità media statistica delle diverse tecnologie il margine di riserva in sicurezza sarebbe ammontato rispettivamente a 32% in condizioni di import storico e a 27% con export massimo. Quindi il sistema, anche in caso di esportazione massima, non sembra arrivare a condizioni critiche di scarsità pur avvicinandosi a un uso pressoché totale della capacità disponibile²³. Questo risultato è confermato anche dalle simulazioni esplicite del dispacciamento ottimo del sistema nel rispetto dei vincoli di flessibilità, di rete e dei requisiti sulle riserve per la sicurezza, che pur verificando la capacità del sistema di bilanciarsi nelle condizioni medie mostra una non trascurabile rischiosità di avere in caso di eventi contingenti una quota di energia non fornita.

²³ Per stimare il livello di adeguatezza nel periodo estivo quando la domanda ha raggiunto il picco storico di 60 GW, sarebbero necessarie ipotesi inerenti le condizioni di disponibilità in Italia in Europa molto differenti da quelle invernali.

APPROFONDIMENTO 2

ANDAMENTO DEI VOLUMI MSD

AUMENTANO I VOLUMI IN ACCENSIONE, SI RIDUCONO QUELLI A SCENDERE

Nel corso del 2016 i volumi complessivi approvvigionati da Terna sul Mercato del Servizio di Dispacciamento

(MSD) hanno visto un incremento di circa 1 TWh sul 2015 per quanto concerne il servizio di accensione al minimo tecnico. Tale risultato è stato in larga parte legato alle accensioni che Terna ha dovuto richiedere nella prima metà dell'anno alle unità a carbone rimaste spente a valle della chiusura dei mercati dell'energia, e per le quali è stato successivamente introdotto il regime di essenzialità. Inoltre il 2016 ha complessivamente visto un maggior ricorso di Terna a servizi di regolazione a scendere al fine di bilanciare il carico, in modo consistente anche su MB, in quanto il sistema a valle dei mercati dell'energia è risultato in media molto lungo (in termini di unità produttive accese rispetto alla domanda elettrica effettiva).

Per il 2017 le simulazioni del mercato MSD effettuate con il modello Elfo++ suppongono l'assenza sul sistema di sbilanciamenti sistematici, come quelli che in base all'indagine aperta dall'Autorità con la delibera 342/16 hanno caratterizzato la prima parte del 2016, nonché una riduzione del contendibile per gli impianti termoelettrici a mercato rispetto all'anno precedente (si veda la **Tabella 3.6**). Da ciò risultano quantità a salire in aumento, in quanto aumenta la necessità di accensione, data la mancanza di riserva a valle di mercati dell'energia con spazi contenuti per i termoelettrici, e quantità a scendere in diminuzione per il riequilibrio del sistema (**Figura A2.1**).

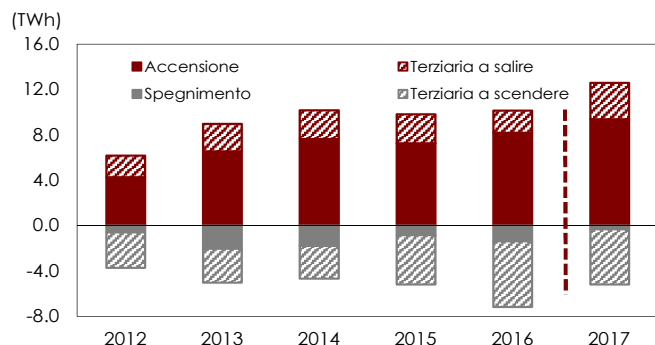
FLESSIBILITÀ FORNITA DAI CCGT, SOPRATTUTTO AL SUD

Per quanto concerne la distribuzione zonale dei volumi MSD nel 2017, dai risultati della simulazione di Elfo++ MSD le maggiori necessità per Terna si dovrebbero concentrare nella zona Sud (inclusi i poli di produzione limitata), in particolare per il servizio di accensione, a causa della scarsità di capacità programmabile in giri post risoluzione dei mercati dell'energia, determinata dal basso carico e dalla forte quota di produzione da fonti rinnovabili non programmabili. I volumi della zona Nord sono invece legati alla maggiore concentrazione zonale di impianti programmabili, in particolare CCGT e idroelettrici, che possono contribuire alle necessità di flessibilità del sistema. Infine in Sicilia i volumi in accensione sono rilevanti a causa dei vincoli di frequenza e tensione (**Figura A2.2**).

Le tecnologie più importanti su MSD in termini di volumi sono le più flessibili. I CCGT forniscono la maggior parte dei servizi di accensione, in quanto molti impianti non risultano regolarmente in giri a valle dei mercati dell'energia, e possono offrire il servizio a prezzi competitivi; i CCGT più efficienti, che risultano accesi sui mercati a monte di MSD, forniscono invece il servizio di regolazione terziaria a scendere. Gli impianti

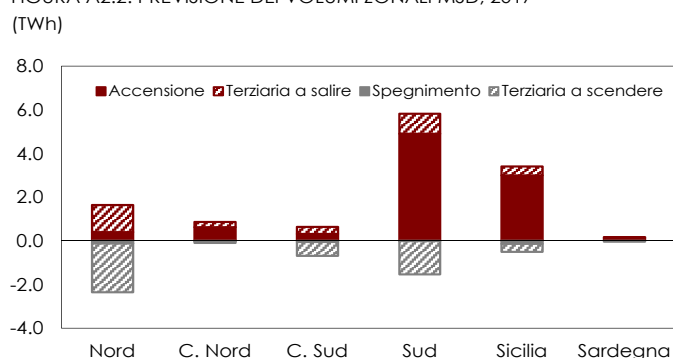
idroelettrici e di pompaggio, in larga parte situati nella zona Nord, sono principalmente utilizzati per il bilanciamento. Altre tecnologie hanno quote residuali su MSD, in quanto risultano già solitamente accese sui mercati dell'energia (carboni e cogenerativi - CHP) o hanno costi maggiori (convenzionali) oppure sono usati per riserva pronta per il tempo reale (OCGT) (**Figura A2.3**).

FIGURA A2.1. PREVISIONE DEI VOLUMI MSD



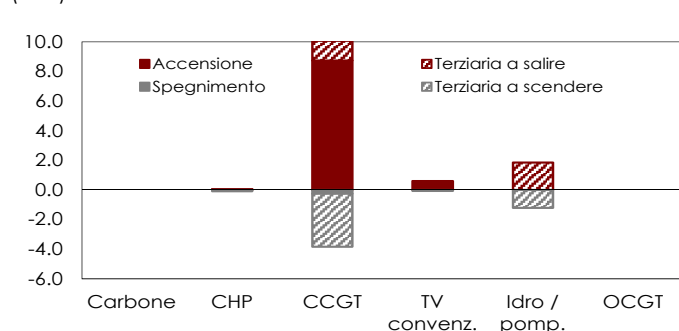
Fonte: previsioni REF-E con Elfo++ e dati GME

FIGURA A2.2. PREVISIONE DEI VOLUMI ZONALI MSD, 2017



Fonte: elaborazioni REF-E con Elfo++

FIGURA A2.3. PREVISIONE DEL MIX TECNOLOGICO SU MSD, 2017



Fonte: Previsioni REF-E con Elfo++

APPROFONDIMENTO 3

I POSSIBILI IMPATTI DEL CAPACITY MARKET SUI MERCATI SPOT

L'avvio del meccanismo di *capacity market* in Italia sembra ormai imminente, anche se mancano ancora alcuni passaggi per arrivare allo svolgimento delle aste. La disciplina, infatti, nella nuova formulazione consultata da Terna alla fine dello scorso anno²⁴, dovrà essere approvata dal Ministero dello Sviluppo Economico e notificata alla Commissione Europea per la valutazione. L'intenzione sembra comunque essere quella di svolgere le aste per la prima attuazione nell'anno in corso, probabilmente dopo l'estate, per una prima *delivery* della capacità che interesserà l'anno 2018.

Sui mercati *spot* dell'energia, l'avvio del meccanismo potrebbe produrre degli effetti rilevanti che, poiché divergenti, potranno almeno in parte bilanciarsi.

POSSIBILI CAMBIAMENTI DELLA STRUTTURA DI MERCATO

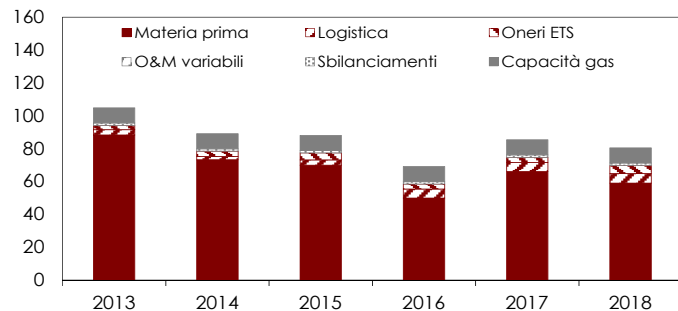
Innanzitutto, un corretto funzionamento del *capacity market* dovrebbe produrre un segnale esplicito del corretto dimensionamento della capacità produttiva necessaria a garantire la copertura in sicurezza della domanda. L'entità di tale dimensionamento dipenderà strettamente dalla curva di domanda stimata da Terna, che nella formulazione proposta a inizio febbraio²⁵ è direttamente connessa a un livello *target* di adeguatezza prefissato, e dalle sottostanti ipotesi di scenario adottate (in particolare dalle condizioni di richiesta, generazione rinnovabile e importazione che saranno ritenute più probabili). Assumendo che il segnale risulti quello di un ridimensionamento della capacità esistente, la possibile riconcentrazione del mercato potrebbe generare una spinta positiva ai prezzi sui mercati dell'energia.

Al contrario, un effetto di depressione del prezzo elettrico potrebbe derivare dagli obblighi contrattuali da parte degli operatori assegnatari di capacità sull'asta del *capacity market*: esiste infatti, per tutta la capacità contrattualizzata, un obbligo di offerta che coinvolge tutta la successione dei mercati, dal mercato del giorno prima ai mercati dei servizi (per la quota non venduta nelle sessioni precedenti): è evidente che l'assenza di possibile trattenimento fisico di capacità sui mercati produrrà un allungamento della curva di offerta, con una possibile maggiore concorrenzialità nella fascia in cui si determina il prezzo di equilibrio.

L'EFFETTO STRIKE PRICE LIMITATO SU MGP E SIGNIFICATIVO SU MSD

Un secondo obbligo per gli operatori è la restituzione a Terna dei differenziali, se positivi, tra i prezzi di riferimento dei mercati e il prezzo di esercizio delle *reliability options* scambiate tra Terna e gli operatori in sede d'asta. Lo *strike price* viene definito come il costo variabile della tecnologia di punta (identificata dall'Autorità come il ciclo aperto a gas) e include il costo del combustibile, gli oneri a copertura delle quote di emissione di CO₂, la quota parte variabile del costo della manutenzione, gli oneri di sbilanciamento medi e altri voci di costo (costo di acquisto dell'energia sul mercato per esigenze di produzione, costo di acquisto per additivi, prodotti chimici, catalizzatori, smaltimento rifiuti, smaltimento residui combustione, ecotasse). Al fine di valutare il possibile impatto dello *strike price* sui mercati, è stato stimato, secondo opportune assunzioni coerenti con gli scenari REF-E, il potenziale livello delle sue componenti, negli ultimi anni consuntivi e nei prossimi due anni (Figura A3.1):

FIGURA A3.1. LIVELLO E COMPOSIZIONE DELLO STRIKE PRICE (€/MWh)



Fonte: stime REF-E

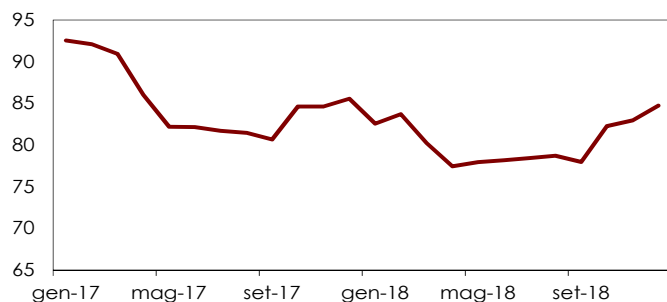
- la quota maggiore dello *strike price* è data dai costi variabili di produzione, inclusivi di *fuel*, logistica e oneri ambientali, determinati a partire dai valori consuntivi per gli anni 2013-2016 e dalla previsione REF-E per il 2017-2018 del prezzo gas al PSV e del prezzo dei certificati ETS
- la componente variabile degli oneri di manutenzione è ipotizzata pari a 0 €/MWh, analogamente a quanto assunto transitoriamente dall'Autorità per il riconoscimento dei costi alle unità di produzioni essenziali
- l'onere di sbilanciamento, stimato in media sul parco termoelettrico qualificato italiano, è risultato pari a circa 1.5 €/MWh

²⁴ Consultazione di Terna: "Schema di proposta di disciplina per la fase di prima attuazione del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di energia elettrica", Novembre 2016.

²⁵ Consultazione di Terna: "Mercato della Capacità - Criteri per la definizione di curve di domanda per Area, lineari a tratti, funzione di specifici valori di LOLE", Gennaio 2017.

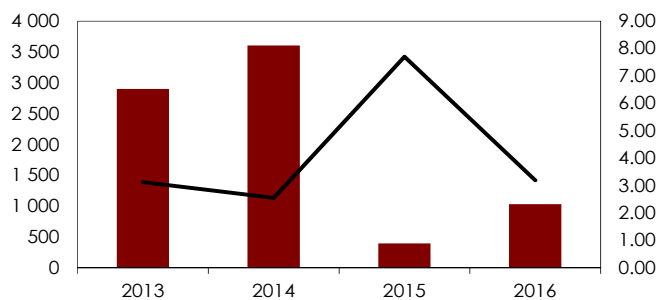
- supponendo un approvvigionamento della capacità di trasporto gas su base esclusivamente giornaliera²⁶, si avrebbe un impatto sul costo variabile del ciclo aperto di circa 9 €/MWh.

FIGURA A3.2. ANDAMENTO MENSILE DELLO STRIKE PRICE (€/MWh)



Fonte: stime REF-E

FIGURA A3.3. FREQUENZA E ENTITÀ MEDIA DI IMPATTO DELLO STRIKE PRICE SUL PUN (asse sx: h, asse dx: €/MWh)



Fonte: stime REF-E su dati GME

La somma di queste componenti porta a uno *strike price* che, da un potenziale livello di oltre 100 €/MWh nel 2013, sarebbe sceso fino a 70 €/MWh lo scorso anno, per esclusivo effetto della riduzione del prezzo del gas al PSV. In previsione, seguendo il *trend* del prezzo gas, potrebbe assestarsi su un livello leggermente superiore, pari a 85 €/MWh nel 2017 e a 80 €/MWh nel 2018, con una forte variabilità mensile, dovuta alla stagionalità del prezzo gas sottostante (Figura A3.2).

Applicando lo *strike price*, con dettaglio mensile, ai prezzi zionali consuntivi, è stato possibile calcolare il potenziale impatto che avrebbe avuto sul mercato del giorno prima un meccanismo di opzione così definito (Figura A3.3). Il calcolo si basa sull'ipotesi semplificativa che tutti gli operatori partecipino al *capacity market* e che non abbiano incentivo ad offrire al di sopra del prezzo di esercizio, dovendo restituire a Terna il differenziale positivo. Non sono inclusi invece gli effetti del potenziale ridimensionamento del parco di generazione e/o dei vincoli di offerta sui mercati per la capacità contrattualizzata.

Nel 2013- 2014, il PUN avrebbe risentito dello *strike price* in un numero elevatissimo di ore (tra 3000 e 3500), ma con un impatto medio abbastanza basso (intorno ai 3 €/MWh, limitato alle ore in cui lo *strike price* è stringente). Ciò accade per via di uno *strike price* spesso stringente sul prezzo che si realizzava in Sicilia, ribaltandosi di riflesso sul PUN, nel periodo precedente all'introduzione del DL 91/14, che di fatto rendeva amministrati i prezzi in Sicilia, dichiarando essenziali tutte le unità termoelettriche rilevanti, in attesa dell'operatività del raddoppio del cavo con il Continente. Anche nel 2016 (almeno per quanto riguarda la seconda parte dell'anno, in cui era decaduto il decreto legge, ma il cavo non ha garantito la piena operatività) si

ripresenta una situazione analoga.

Nel 2015, si osserva invece che, con prezzi della Sicilia vincolati ai costi variabili, lo *strike price* sarebbe stato stringente in un numero significativamente inferiore di ore (circa 390) ma con un impatto medio più elevato (8 €/MWh), poiché sarebbe intervenuto sul prezzo di zone con maggiore contributo al fabbisogno nazionale. Questo avrebbe prodotto una variazione del PUN medio annuo di circa 0.35 euro, con un risparmio sul costo d'acquisto dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima di circa 130 milioni di euro. Questo risultato potrebbe essere più rappresentativo, rispetto agli altri anni analizzati, delle condizioni che si verranno a creare nel 2018.

Più peculiare è invece la situazione osservata tra ottobre 2016 e gennaio 2017 e legata alla dinamica rialzista dei prezzi elettrici, determinata prima dalle indisponibilità nel parco nucleare francese e poi dall'alta domanda elettrica (soprattutto oltralpe), per via delle rigide temperature invernali. In questo periodo, la zona più soggetta a uno *strike price* stringente sarebbe stata il Nord, poiché maggiormente condizionata dal livello di scambio con la Francia e gli altri Paesi interconnessi: le restituzioni avrebbero interessato circa 80-90 ore sia a ottobre che a novembre e quasi 200 ore nel mese di gennaio. Proprio a gennaio, la presenza dello *strike price* avrebbe ridotto il PUN di oltre 3.5 €/MWh, con un effetto di risparmio sul costo d'acquisto dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima di oltre 100 milioni. Già da febbraio, in corrispondenza di condizioni di mercato rientrate nella norma, l'impatto *strike price* si è comunque fortemente ridimensionato.

L'effetto dello *strike price* sui mercati dell'energia in una prospettiva di medio periodo sembra quindi rimanere circoscritto a un numero limitato di ore di picco, oltretutto un numero abbastanza vicino alle 300 ore di picco che saranno considerate da Terna per valutare il picco di domanda e il contributo storico delle diverse tipologie di unità produttive alla copertura della domanda, ai fini della qualifica della capacità disponibile in probabilità (CDP) per il *capacity market*.

²⁶ L'approvvigionamento della capacità di trasporto gas su base giornaliera non era disponibile negli anni passati tuttavia è stato considerato per continuità, in modo da replicare nel passato il possibile effetto futuro dello *strike price*.

TABELLA A3.1. POSSIBILE MINORE MARGINALITÀ PER EFFETTO DELLO STRIKE PRICE SU MSD-MB (milioni di euro)

	2013	2014	2015	2016
Idro a bacino/serbatoio	8.84	10.57	12.03	25.80
Idro a pompaggio	72.04	95.24	76.74	113.82
Carbone	51.01	102.52	46.11	442.65
Cogenerazione	48.09	57.67	40.03	43.88
CCGT	359.11	323.56	192.95	485.57
OCGT	8.66	8.97	11.88	10.07
Olio	59.33	63.53	9.34	33.94
Repowering	4.63	0.41	3.74	0.00
Altro	0.00	0.00	0.00	4.41
TOTALE	611.71	662.48	392.81	1 160.14

Fonte: stime REF-E

Un effetto molto più evidente potrà invece manifestarsi sui mercati dei servizi, dove i prezzi per i servizi ancillari a salire vengono valorizzati a prezzi ben superiori al livello di 80 €/MWh stimato per lo *strike price*. In questo caso, le restituzioni dovute a Terna dagli operatori abilitati possono essere molto consistenti, producendo elevati risparmi per il sistema (**Tabella A3.1**).

Assumendo una partecipazione al *capacity market* di tutti gli operatori abilitati al MSD, le restituzioni a Terna relativamente ai mercati dei servizi avrebbero superato infatti il miliardo di euro nel 2016, fronteggiando anche gli altissimi prezzi (fino a 1,000 €/MWh) che si erano registrati nel secondo trimestre dell'anno.

APPROFONDIMENTO 4

COAL-TO-GAS SWITCHING: RISCHI E IMPATTI NEL SISTEMA ENERGETICO EUROPEO

NUOVI EFFETTI CONTINGENTI ALTERANO GLI EQUILIBRI SUI MERCATI ENERGETICI EUROPEI

La chiusura del 2016 e l'inizio del 2017 si sono contraddistinti come un periodo particolarmente dinamico per il sistema energetico europeo a causa di concomitanti effetti contingenti di natura differente. Rilevante è stato l'effetto sul mercato elettrico della ridotta disponibilità della capacità nucleare in Francia nell'ultimo quadrimestre del 2016 (**Figura A4.1**). L'effetto di questa contingenza è stato un *gap* di 28 TWh di produzione *baseload* (valutata sulla base degli scenari ex post del modello deterministico Elfo++ Europe²⁷) che è stato assorbito per circa 12 TWh da produzione addizionale a gas e per circa 13 TWh da maggiore produzione a carbone (**Figura A4.2**).

Nonostante il rientro a regime del nucleare francese da gennaio 2017, il forte rialzo dei consumi elettrici (**Figura A4.3**) dovuto a condizioni invernali rigide specialmente in Francia e la ridotta disponibilità idroelettrica rispetto agli anni precedenti (**Figura A4.4**) hanno provocato condizioni favorevoli al termoelettrico, in particolare a gas.

A questi fenomeni puramente legati alle condizioni strutturali del sistema elettrico europeo, si affianca un effetto *cross-commodity* che a partire dalla seconda metà dello scorso anno, si è riscontrato sui mercati europei come una crescente *interfuel competition* tra carbone e gas, riconducibile principalmente a un incremento del prezzo del carbone in concomitanza con prezzi del gas minimi (in alcuni mesi i *trend* sono stati addirittura contrapposti) (**Figura A4.5**). Ciò ha stimolato nello scorso anno il *coal-to-gas switching* in alcune zone del mercato elettrico europeo (principalmente Olanda e Germania), rendendo i cicli combinati di ultima generazione (ovvero con elevata efficienza) più convenienti rispetto agli impianti alimentati a carbone più obsoleti, e registrando così un aumento del *load factor* degli impianti CCGT rispetto agli anni precedenti.

Anche su orizzonti prospettici il persistere di quotazioni *spot* e *forward* sempre più *bullish* (**Figura A4.6**) del carbone (fino ai 90 \$/MT su base *spot* a fine 2016 e sempre sopra i 70 \$/Mt su base *forward*) lascia presagire il persistere di un potenziale *switching* anche nei prossimi mesi, potendo avere impatti significativi sul mercato europeo gas e elettrico non solo in termini di bilancio.

LO SWITCHING COAL TO GAS PUÒ DIVENTARE STRUTTURALE

Per valutare i livelli di competitività del parco termoelettrico a gas rispetto a quello a carbone nella regione europea di maggiore influenza (Italia, Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Germania, Benelux) è stata prospettata un possibile *range* di *coal-switching-price* (CSP)²⁸ così delineato:

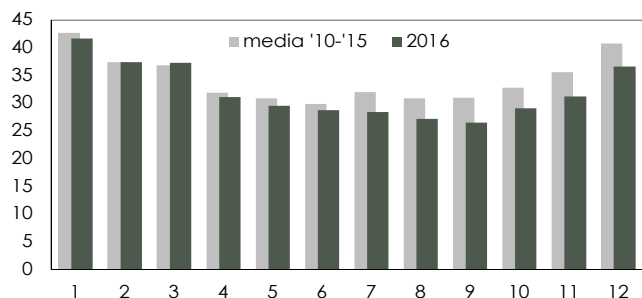
- livello minimo - *CSP low*: valore del prezzo *hub* (nello studio il riferimento è il TTF), tale per cui in tutti i paesi si assisterebbe strutturalmente a uno *switching* fra CCGT (efficienza 51%) e impianto a carbone (efficienza 35%)
- livello massimo - *CSP high*: valore del prezzo gas al di sopra del quale lo *switching* fra CCGT non sarebbe mai strutturalmente sostenibile neanche con impianti CCGT più efficienti (efficienza 60%).

Su base storica, il posizionamento delle quotazioni *spot* del gas naturale rispetto all'intervallo della banda di CSP (**Figura A4.7**) ha evidenziato una maggiore convenienza del gas naturale a partire dall'agosto 2016 (prezzo gas consistentemente all'interno della banda di CSP), come già argomentato in precedenza. Tuttavia il posizionamento del prezzo gas europeo (TTF) di riferimento all'interno del nostro *range* di CSP evidenzia una probabile conferma di una competitività crescente dei CCGT europei anche nel resto del 2017, con l'entità del *coal to gas switching* dipendente dal posizionamento dei prezzi *spot* gas rispetto agli estremi superiori e inferiori della banda: più i prezzi gas saranno vicini al CSP massimo, più contingente e marginale risulterà l'impatto, mentre un avvicinamento alla soglia inferiore incrementerà le probabilità di uno *switching* strutturale, con ricadute sull'ordine di merito europeo e di conseguenza sui *mix* energetici nazionali e sulle dinamiche dei flussi *cross-border*.

²⁷ Gli scenari di Elfo++ Europe rappresentano in modo esplicito i sistemi interconnessi di Italia, Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Germania, Benelux.

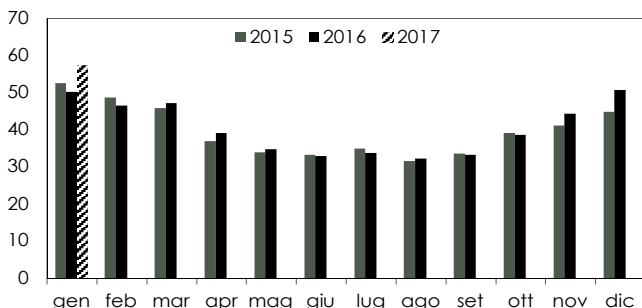
²⁸ Il *coal-switching price* si riferisce al livello di prezzo del gas naturale che porta a parità i costi variabili di generazione di un impianto a gas e di un impianto a carbone, date le ipotesi di prezzo carbone e degli oneri ambientali relativi alle emissioni CO₂. Oltre ai costi delle materie prime, tale indicatore è fortemente dipendente dalla scelta di tecnologia di riferimento e cambia a seconda delle prestazioni tecniche di ciascuna.

FIGURA A4.1. NUCLEARE FRANCESE - PRODUZIONE MENSILE (TWh)



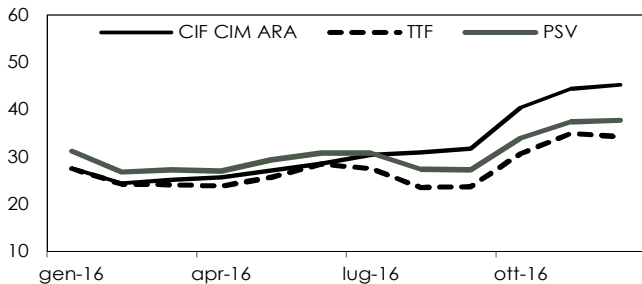
Fonte: elaborazioni REF-E su dati storici RTE

FIGURA A4.3. FRANCIA: CONSUMO INTERNO LORDO (TWh)



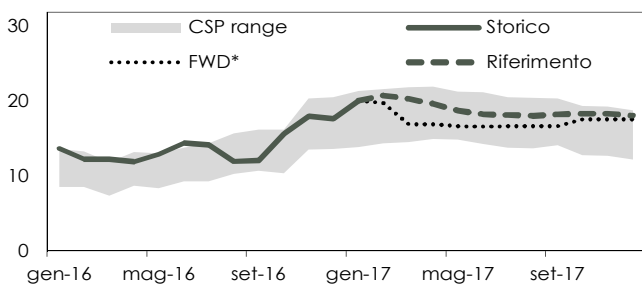
Fonte: elaborazioni REF-E su dati RTE

FIGURA A4.5. COSTO VARIABILE*: CCGT60% VS CARBONE30% (€/MWh)



*Inclusi gli oneri ambientali, esclusi i costi di logistica dei fuel
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e ICE

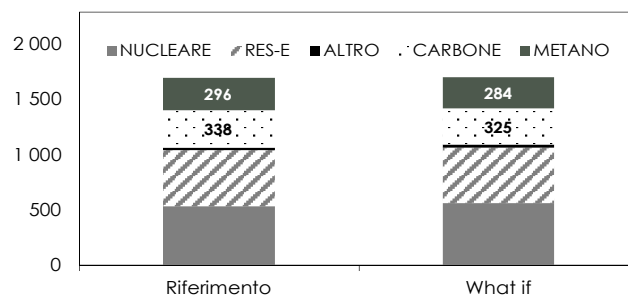
FIGURA A4.7. QUOTAZIONI SPOT TTF 2016-2017 (€/MWh) medie mensili



*Quotazioni dell'1/03/2017

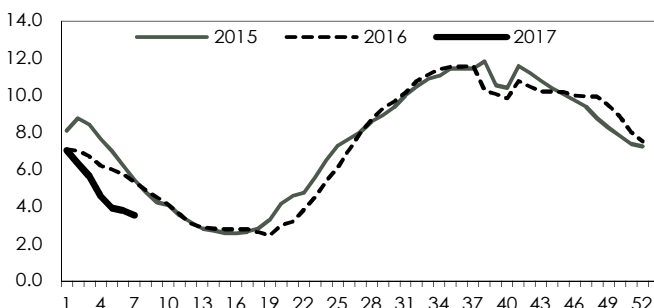
Fonte: elaborazioni su dati Alba e previsioni REF-E

FIGURA A4.2. EUROPA CONTINENTALE 2016 - MIX DI GENERAZIONE (TWh netti)



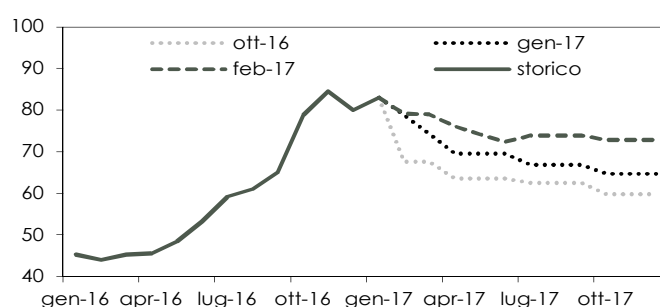
Fonte: stime REF-E con Elfo++ Europe

FIGURA A4.4. LIVELLI DI INVASI SETTIMANALI - CUMULATO FR, CH, AT (TWh)



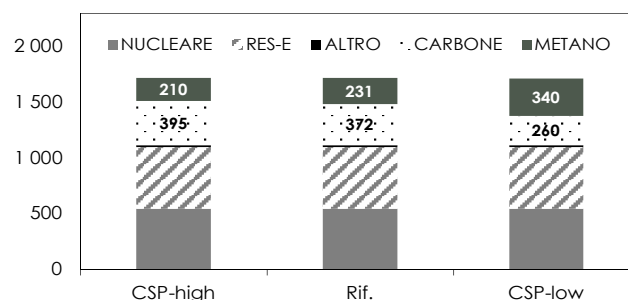
Fonte: elaborazioni REF-E su dati RTE, BFS, E-Control

FIGURA A4.6. QUOTAZIONI STORICHE E FORWARD CIF CIM ARA (\$/MT)



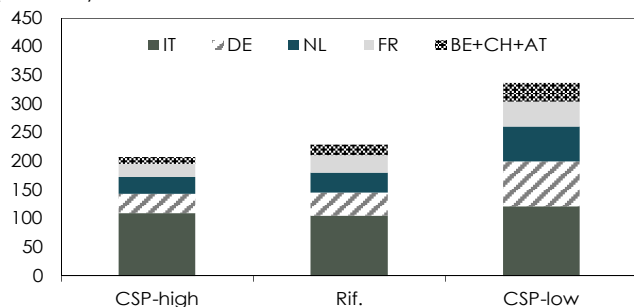
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

FIGURA A4.8. EUROPA CONTINENTALE 2017 - MIX DI GENERAZIONE (TWh netti)



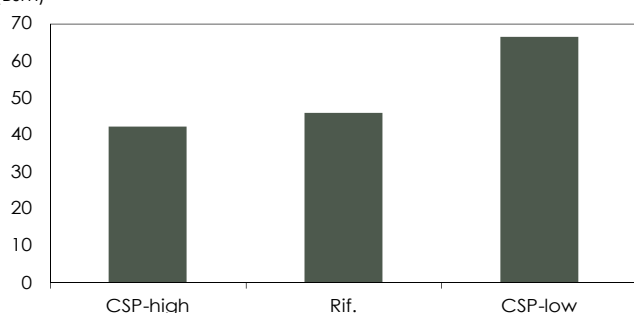
Fonte: stime REF-E con Elfo++ Europe

FIGURA A4.9. EUROPA CONTINENTALE 2017 - QUOTA GAS (TWh netti)



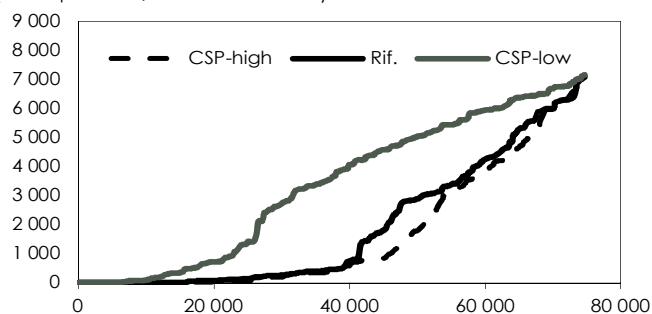
Fonte: stime REF-E con Elfo++ Europe

FIGURA A4.10. EUROPA CONTINENTALE 2017 - DOMANDA GAS (Bsm)



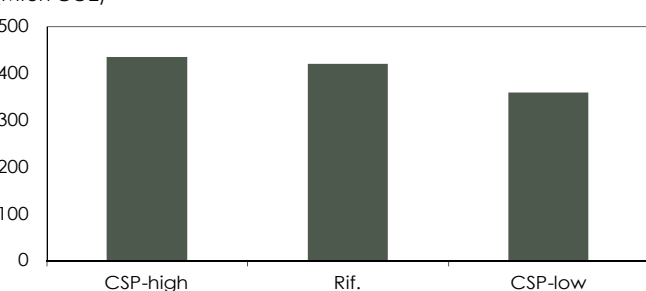
Fonte: stime REF-E con Elfo++ Europe

FIGURA A4.11. EUROPA CONTINENTALE 2017 - LOAD FACTOR CCGT (ore equivalenti/MW netti cumulati)



Fonte: stime REF-E con Elfo++ Europe

FIGURA A4.12. EUROPA CONTINENTALE 2017 - EMISSIONI CO2* (Mton CO2)



*Quantità CO2 emesse dal parco spacciabile

Fonte: stime REF-E con Elfo++ Europe

Per valutare gli impatti di un deprezzamento o equivalentemente un apprezzamento del TTF rispetto al nostro scenario di riferimento, derivabile da dinamiche anche *short term*, sono state avviate due simulazioni deterministiche del dispacciamento ottimo del mercato europeo, delineando così tre previsioni di domanda gas per uso termoelettrico, sottostanti a diverse ipotesi di prezzo gas.

1. Prezzi gas in linea con l'estremo superiore della banda CSP (**CSP-high**) - che equivale a un TTF pari a circa 23.3 €/MWh.
2. Caso di riferimento che rispecchia le ipotesi di riferimento REF-E per il 2017, che equivale a un TTF pari a 18.3 €/MWh.
3. Prezzi gas in linea con l'estremo inferiore della banda CSP (**CSP-low**), che equivale a un TTF pari a 16.5 €/MWh.

Da questo studio si evince come prima valutazione che una variazione al rialzo o al ribasso del prezzo gas non si traduce in una variazione lineare della domanda di gas per uso termoelettrico in Europa. Un prezzo gas più alto di 1.8 €/MWh rispetto al valore di riferimento causerebbe una contrazione contenuta della generazione gas (circa 21 TWh), mentre una riduzione del prezzo gas di circa 5 €/MWh comporterebbe un aumento significativo (circa 109 TWh) della produzione a gas (**Figura A4.8**).

In aggiunta soffermandoci a livello di singoli mercati, il rischio di un abbassamento significativo dei prezzi *hub* europei si tradurrebbe in maggiore consumo di gas in Germania e Olanda (fino a circa +76 TWh rispetto al caso di riferimento), seguite dalla Francia (fino a +20 TWh) e dal Belgio (fino a +15 TWh), mentre l'effetto in Italia rimarrebbe più contenuto (fino a +12 TWh) così come in Austria e Svizzera (+7 TWh) (**Figura A4.9**).

Complessivamente ciò si tradurrebbe in una domanda aggregata di gas per il termoelettrico nell'area analizzata che oscillerebbe tra 42 Gmc/a (nello scenario **CSP high**), e i 66 Gmc/a (nello scenario **CSP-low**) (**Figura A4.10**).

Dal confronto effettuato ne deriva un'ulteriore valutazione sul *load factor* dei CCGT europei. Ipotizzando che il prezzo gas scenda a tal punto (scenario **CSP-low**) da rendere economico lo *switch* fra le tecnologie, migliorano notevolmente le prospettive per il parco CCGT europeo, il cui *load factor* medio annuo si porta al di sopra delle 3,400 ore equivalenti a potenza massima, rispetto alle 1,800 circa h dello scenario **CSP-high** (**Figura A4.11**) quest'ultimo molto prossimo ai valori medi storici registrati negli ultimi anni²⁹.

Infine la diversa competitività tra gas e carbone avrebbe dei riflessi anche in termini di emissioni. Le emissioni di CO2 del parco termico europeo si ridurrebbero di circa 62 MtCO2 nel caso **CSP-low** mentre aumenterebbe di 13 MtCO2 nel caso **CSP-high** (**Figura A4.12**). La distribuzione per singolo paese dipenderà dai *mix* di produzione nazionali con benefici maggiori nei paesi con la più consistente quota di impianti a carbone/lignite, come la Germania.

²⁹ Nel 2014 e nel 2015 si registra per il parco CCGT italiano un valore medio di 1503 h a potenza massima.

IL COAL TO GAS SWITCHING STRUTTURALE RICHIEDE NUOVI EQUILIBRI DEI MERCATI EUROPEI

Dalle analisi sopra riportate emergono in estrema sintesi considerazioni sugli equilibri dei mercati gas e *power* che potrebbero prospettarsi in presenza di uno *switching* strutturale guidato da dinamiche *cross-commodity*. Infatti in primis un abbassamento del prezzo gas per il 2017 di 5 €/MWh rispetto ai valori di riferimento (o equivalentemente di soli 3.5 €/MWh rispetto ai valori attuali dei *forward* gas), variabilità storicamente sperimentata, potrebbe stimolare un considerevole cambio del *mix* energetico generando un cospicuo incremento di domanda di gas pari a circa 21 Gmc/a (+45% rispetto al caso di Riferimento) che potrebbe essere, prospetticamente uno sbocco potenziale dell' "ondata" di GNL a oggi non ancora contrattualizzata. In aggiunta i paesi dotati di maggior *switching capacity* (Germania, con circa 45 Gcm/a e Olanda 32 Gcm/a, secondo le stime REF-E) sono anche quelli che oggi soffrono maggiormente per diversificazione di approvvigionamento gas (come la Germania, caratterizzata da scarso accesso a direttive alternative a quelle russe) o di dipendenza crescente dall'import dai mercati confinanti (come l'Olanda). Dunque gli stessi Paesi che sarebbero chiamati a fornire *switching capacity* sono anche quelli che potrebbero essere notevolmente impattati lato gas richiedendo il delinearsi di nuovi equilibri: il mercato olandese a questo punto potrebbe configurarsi da esportatore storico di gas ad importatore mentre nel caso tedesco sarebbe richiesto un ulteriore rafforzamento dell'importazione russa.

La potenziale richiesta addizionale per uso termoelettrico, sia essa derivante da dinamiche *cross-commodity*, come in questo studio, che in generale da obiettivi di *gas advocacy* europea, potrebbe così creare nei mercati energetici europei flussi e dipendenze differenti da quelli storici, producendo ulteriori pressioni su mercati attualmente in sofferenza (per il taglio della produzione olandese, o per scarsa disponibilità e interesse in stoccaggio).

Non da meno un nuovo *mix* di generazione derivante da dinamiche *cross-commodity* più complesse, potrebbe evidenziare flussi *cross-border* differenti anche sui mercati elettrici (con ad esempio il Benelux che potrebbe aumentare la propria indipendenza elettrica, riducendo l'import dai mercati confinanti a favore di maggiore produzione CCGT).

Nuove dinamiche tra combustibili alternativi e prospettive più ampie di mercati energetici integrati, gas e *power*, potrebbero aprire spunti interessanti anche in tema di sicurezza energetica per i Paesi europei.

APPROFONDIMENTO 5

OPPORTUNITÀ PER IL GNL: INDICAZIONI DAL MERCATO E POTENZIALI SBOCCHI AL PSV

In seguito al DCO 714/2016/R/gas che vede mettere in discussione le attuali tariffe di rigassificazione, si prospetta all'orizzonte un nuovo meccanismo ad aste per il conferimento della capacità regolata non conferita

e della capacità non esente da accesso di terzi (per approfondimenti sul meccanismo in consultazione si rimanda alla Newsletter 206³⁰). Questo nuovo meccanismo ha l'intento di relazionarsi con le condizioni attuali di mercato consentendo a operatori e consumatori di cogliere nuove opportunità.

Ma se tale capacità fosse effettivamente conferita, anche ad un prezzo di riserva prossimo allo zero, che impatti avrebbe sul mercato gas italiano? Con il modello strutturale I-GaMe si è dunque simulato per l'AT corrente e venturo il mercato italiano ipotizzando, oltre ai vigenti contratti *long term* e alle capacità già prenotate agli *entry point* italiani, anche la disponibilità di GNL presso i terminali italiani impattati dal nuovo *auction design*, nonché in primis presso il terminale di Livorno avente capacità di rigassificazione pari a circa 3.75 Gmc/a.

Pertanto sono state svolte due simulazioni di mercato partendo dallo scenario *commodity* prospettato in questo *Energy Outlook* e considerando la possibilità di avere due contratti di importazioni GNL differenti che non prevedono rigidità contrattuali³¹, in modo da verificarne la competitività effettiva del GNL, il quale risulterà attivato solo se è davvero tale da spiazzare le attuali importazioni di gas: russo, algerino e/o nord-europeo.

Più nel dettaglio i due contratti GNL incorporati nelle relative simulazioni afferiscono a:

- un tipico contratto di medio-lungo termine di GNL di provenienza americana e indicizzato a Henry Hub
- un contratto caratteristico GNL indicizzato a L-Med il cui prezzo è rappresentativo di carichi negoziati nel bacino Mediterraneo e che riflettono la struttura sia del GNL nell'area sud-europea (prevalentemente fornita da Qatar e Algeria) che di competitività con i mercati asiatici.

I risultati emersi dalle simulazioni sono riportati in **Tabella A5.1** e confrontati con quelli ottenuti con lo scenario base ed evidenziati nel Capitolo 2 di questo *outlook*.

Da questa analisi preliminare emergono diverse considerazioni: fra tutte che una diversa strategia di *sourcing* (approvvigionamento americano - a nuove indicizzazioni - o a panieri più simili a quelli attuali) o strategie ibride (che prevedono una quota *spot* e di contratti di lungo termine) permetterebbero comunque un utilizzo del terminale di Livorno a *load factor* maggiori di quelli attuali (a oggi <15% se si include la quota dedicata al servizio integrato di rigassificazione) (**Figura A5.1** e **Tabella A5.2**).

Tuttavia l'utilizzo di fonti più economiche, secondo le nostre stime associabile a L-Med, che tenga conto di dinamiche *cross-commodity* e competitività tra mercati asiatici ed europei (quindi include quota *oil e carbone*), permetterebbe un utilizzo maggiore del terminale (*load factor* >90%) spiazzando una grossa fetta di import dal Nord-Europa, in particolare riducendo in media la dipendenza da Gries di circa il 20% e di circa il 7% da Tarvisio (che significa potenzialmente minor dipendenza dal russo). Rimarrebbero invece intatte la quota di import del gas algerino via *pipe* e dell'import GNL di Rovigo (**Figura A5.2**).

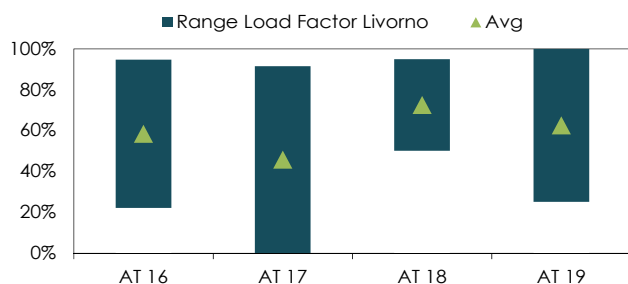
TABELLA A5.1 FLUSSI PER ENTRY POINT NELL'IPOTESI DI COSTI AFFONDATI RIGASSIFICAZIONE (Gmc/a)

Simulazione	AT	Tarvisio	Livorno	Rovigo	P. Gries	Mazara	Gela	Nazionale
L-MED	AT 16	30.11	3.55	6.60	4.49	17.24	5.10	6.29
L-MED	AT 17	28.63	3.43	6.60	4.40	14.90	5.10	6.28
L-MED	AT 18	28.39	3.56	6.60	4.14	14.90	5.10	6.30
L-MED	AT 19	29.04	3.75	6.60	3.30	14.90	5.10	6.30
US LNG	AT 16	31.19	0.83	6.60	6.12	17.25	5.10	6.29
US LNG	AT 17	30.93	-	6.60	5.53	14.90	5.10	6.28
US LNG	AT 18	29.28	1.88	6.60	4.93	14.90	5.10	6.30
US LNG	AT 19	31.02	0.94	6.60	4.12	14.90	5.10	6.30
REF-E	AT 16	31.64	-	6.60	6.50	17.25	5.10	6.29
REF-E	AT 17	30.93	-	6.60	5.53	14.90	5.10	6.28
REF-E	AT 18	31.16	-	6.60	4.93	14.90	5.10	6.30
REF-E	AT 19	30.86	-	6.60	4.12	14.90	5.10	6.30

Fonte: simulazioni e analisi REF-E con modello I-GaMe

FIGURA A5.1. STIME REF-E DEL LOAD FACTOR DI LIVORNO (O POTENZIALE NUOVO TERMINALE)

In caso di costi capacitivi nulli [%/anno]



Fonte: simulazioni e analisi REF-E con modello I-GaMe

TABELLA A5.2. STIME REF-E DEL TERMINALE DI LIVORNO NELL'IPOTESI DI COSTI DI CAPACITÀ NULLI

Load Factor [%]	Max	Min	Avg
AT 16	95%	22%	58%
AT 17	92%	0%	46%
AT 18	95%	50%	73%
AT 19	100%	25%	63%

Fonte: simulazioni e analisi REF-E con modello I-GaMe

³⁰ <http://www.ref-e.com/it/downloads/newsletter-of-the-osservatorio-energia/rigassificazione-in-italia-limiti-e-opportunita-dellattuale-proposta-regolatoria>

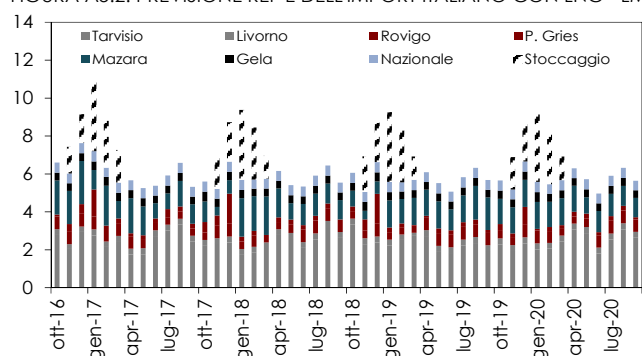
³¹ Per rigidità contrattuali sono intese vincoli contrattuali quali quantità minime di prelievo annuali, mensili o giornalieri.

TABELLA A5.3. STIME REF-E EVOLUZIONE SPREAD LOGISTICO CON RIGASSIFICAZIONE "OPEN" E DIVERSE IPOTESI DI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO

€/MWh	Spread PSV-TTF rispetto al REF	
	LMED	USLNG
AT 16	-0.14	-0.01
AT 17	-0.16	-0.01
AT 18	-0.36	0.00

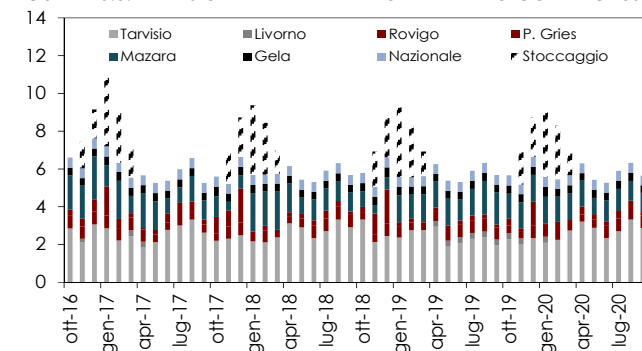
Fonte: simulazioni e analisi REF-E con modello I-GaMe

FIGURA A5.2. PREVISIONE REF-E DELL'IMPORT ITALIANO CON LNG= LMED



Fonte: simulazioni e analisi REF-E con modello I-GaMe

FIGURA A5.3. PREVISIONE REF-E DELL'IMPORT ITALIANO CON LNG=US LNG



Fonte: simulazioni e analisi REF-E con modello I-GaMe

Opportunità più limitate si prospettano con un contratto americano *standard*: la competitività del GNL si riduce notevolmente rispetto al primo caso, con *load factor* del terminale in media pari al 24% (su orizzonte quadriennale) con gas americano che quasi sempre risulta al limite del *merit order* (Figura A5.3). In un discorso più ampio questa analisi permette di intravedere anche nuove strategie commerciali in Italia qualora nuovi *upstreamer*, pur di assicurarsi una quota di mercato (si pensi a futuri potenziali di approvvigionamento nel bacino Mediterraneo, Zohr o Leviathan Gas), fossero disposti a negoziare uno sconto rispetto alla formula da noi adoperata (che include una *tolling fee* media di circa 2 \$/MBtu), o nuove indicizzazioni (ad esempio TTF o PSV), il terminale di Livorno potrebbe essere utilizzato maggiormente tanto più il prezzo dei nuovi potenziali contratti GNL competerà con quello dell'import tradizionale nord-europeo.³²

Per quanto concerne i prezzi, l'effetto di una tariffa di rigassificazione nulla sul PSV, soprattutto in termini di differenziali logistici, è minimo in entrambi i casi (Tabella A5.3): il fatto che il mercato italiano risulti sempre strutturalmente corto³³ lo limita a essere sempre dipendente da importazioni *flex* e *spot* via AVTP o via Transigas. Ciò si ribalta nel prezzo del PSV il quale riflette così il costo della logistica.

Ne deriva allora che l'opportunità di abbassare i costi della tariffa di accesso ai terminali permetterebbe comunque un utilizzo dei terminali senz'altro maggiore, crescente nel tempo. Tuttavia l'entità dell'utilizzo degli esistenti terminali sarà funzione della capacità negoziale degli *shipper* italiani nei confronti di nuovi o attuali (ad esempio Rasgas) *upstreamer* qualora si riuscisse, ad esempio, a negoziare contratti con una logica PSV o TTF *netback*. In questo modo nuove strategie commerciali potrebbero assicurare sempre la competitività del GNL rispetto alla *pipe* e assicurare l'utilizzo efficace delle infrastrutture GNL con una conseguente diversificazione di approvvigionamento. Tuttavia la prospettiva di facilitare l'accesso agli esistenti terminali di rigassificazione non aiuta a ridurre il differenziale tra il mercato italiano e nord-europeo. Per il raggiungimento di un ulteriore obiettivo di riduzione del differenziale e di nuove prospettive per il mercato del gas italiano (il discusso *Hub* del Mediterraneo) occorre considerare l'ipotesi di nuova capacità di rigassificazione e/o nuove infrastrutture (come il TAP) che possano rendere l'Italia maggiormente indipendente dai flussi

del Nord ed Est Europeo e in modo da poterne prospettare anche un futuro da esportatore.

³² Possibili strategie di negoziazione di nuovi contratti GNL di medio- lungo termine possono infatti prevedere anche indicizzazioni hub – TTF con un p0 che possa riflettere il valore della catena logistica fino al PSV.

³³ Verificatasi principalmente in seguito alla rinegoziazione delle AMQ negli anni precedenti e in presenza di una *demand disruption* a livello europeo.

APPENDICE 1. TABELLA DI SINTESI SCENARIO REFERENCE

TABELLA 1. SINTESI DELLO SCENARIO REFERENCE*

	2016 definitivo	2017 Scenario marzo 2017	2018 Scenario marzo 2017
Mercati del petrolio e scenario macroeconomico			
Prezzo Brent (\$/bbl)	43.7	51.9	49.3
Tasso di cambio (\$/€)	1.11	1.08	1.12
Pil (% a/a)	0.9%	0.9%	1.0%
Mercato del gas naturale			
Prezzo gas al PSV (€/MWh a PCS) ⁽¹⁾	15.8	20.9	18.7
Spread PSV-TTF (€/MWh a PCS)	1.80	2.0	1.8
Costo di logistica variabile gas (€/MWh a PCI)	1.90	1.9	2.0
Mercati degli altri combustibili e dei permessi di emissione			
Prezzo carbone (\$/t) ⁽²⁾	59.7	70.9	57.2
Prezzo carbonio (€/tCO ₂ eq)	5.3	5.5	8.7
PUN e componenti di costo			
PUN (€/MWh)	42.8	49.9	45.2
Costo gas (€/MWh) ⁽³⁾	36.6	47.2	42.8
Costo carbone (€/MWh) ⁽³⁾	25.8	32.8	26.2
Onere ETS - impianti CCGT (€/MWh) ⁽⁴⁾	2.0	2.1	3.3
Onere ETS - impianti a carbone (€/MWh) ⁽⁵⁾	5.1	5.3	8.3
CSS (€/MWh)	4.2	0.6	-0.8
CDS (€/MWh)	11.9	11.8	10.7
Consumi			
Richiesta elettrica (TWh) (2016 preconsuntivo)	308	313	313
Richiesta elettrica (% a/a)	-3%	1%	0%
Richiesta gas (Gmc)	71	72	69
Richiesta gas (% a/a)	5%	2%	-4%
Generazione da fonti rinnovabili (TWh) (2016 preconsuntivo)	104.4	112.4	114.2
Rinnovabili su CIL (%)	34.1%	34.8%	35.5%

* Aggiornato al 7 marzo 2017

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

(2) Al netto dei costi di logistica

(3) Al lordo dei costi di logistica

(4) Onere ambientale impianto

(5) CCGT con rendimento 53%

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts, GME e AEEGSI e previsioni REF-E

I MODELLI DI REF-E



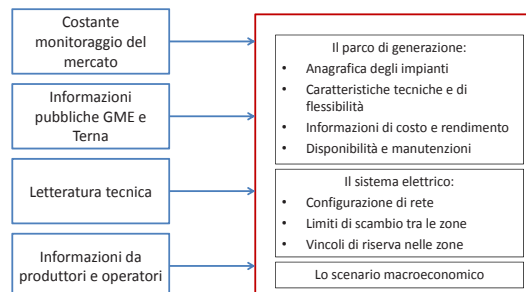
Modello strutturale leader in Italia per la simulazione del mercato elettrico e la previsione del prezzo all'ingrosso

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

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

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

Il database di Elfo+



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

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

Le applicazioni di Elfo+

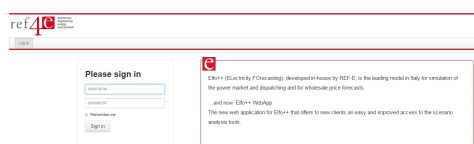


La suite di Elfo+

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



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



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



Database del sistema elettrico europeo:
Francia, Germania, Austria, Svizzera, Italia, Slovenia, Belgio, Lussemburgo, Olanda, (e interconnessioni con regioni limitrofe)

Algoritmo di risoluzione del market coupling

Scenari previsionali europei elaborati da REF-E

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 **Elfo⁺** 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	GR4ET	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

Ing. Roberta d'Alessandro
Tel. +39 02 43441064
mail: roberta.dalessandro@ref-e.com