Documento per la consultazione
AEEG 164/2013/R/gas
Osservazioni di Energia Concorrente

ENERGIA CONCORRENTE

Il presente documento illustra le osservazioni di Energia Concorrente in ordine a talune questioni aperte alla consultazione degli interessati con il Documento di consultazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (**Autorità**) 164/2013/R/gas (*Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il quarto periodo di regolazione*) (**DCO**).

Seppure la presente consultazione non riguardi direttamente tale argomento, Energia Concorrente auspica opportune riflessioni in merito ai criteri conferimento della capacità di trasporto presso i punti di riconsegna diretti. Si ritiene infatti che tale tema sia strettamente connesso a quello delle tariffe trasporto nel suo complesso, a conferma dei due procedimenti parallelamente menzionati dall'Autorità tramite delibera 45/2013/R/gas. In particolare, si ritiene utile avviare valutazioni sull'opportunità di rendere più flessibili le modalità di conferimento delle capacità ai termoelettrici, consentendo la prenotazione di capacità per periodi temporali inferiori all'anno. Un simile approccio potrebbe determinare una riduzione dei costi fissi e conseguenti impatti positivi sugli stessi mercati elettrici.

A tale proposito ricordiamo la volontà dell'Autorità stessa, espressa a suo tempo all'interno del DCO 25/10, di *poter valutare l'opportunità di rivedere i criteri di conferimento della capacità di trasporto sui punti di uscita/riconsegna della rete di trasporto corrispondenti a clienti finali ed in particolare agli impianti di produzione di energia elettrica, o – più in generale – l'opportunità di applicare corrispettivi di trasporto definiti sulla base delle caratteristiche dei prelievi*, in corrispondenza dei punti di prelievo, al fine di eliminare quei rischi in capo agli operatori non corrispondenti a costi per il sistema (rappresentati ad esempio dalla penali applicate dal Trasportatore per i superi di capacità conferita), che costituiscono oggi un potenziale elemento di inefficienza che si riflette sul mercato elettrico. Energia Concorrente resta a disposizione dell'Autorità per qualsiasi approfondimento sul tema.

Un altro tema particolarmente rilevante risulta essere quello degli oneri generali di sistema connessi ai corrispettivi variabili addizionali al CV (CVI, CVFG, CVBL, CVOS) e alle componenti applicate alla riconsegna (GSt ed REt). Energia Concorrente segnala la necessita di rendere prevedibili i valori di tali componenti e le dinamiche degli incrementi futuri, al fine di programmare ed assorbire meglio i relativi impatti economici in un arco temporale sufficientemente congruo. In proposito, Energia Concorrente ritiene necessario migliorare fortemente la trasparenza verso gli utenti del trasporto della gestione dei conti alimentati dalle menzionate componenti e resta a completa disposizione dell'Autorità per eventuali confronti sulle soluzioni più opportune da adottare. In particolare, circa la componente REt, impiegata per remunerare il sistema dei certificati bianchi e gli incentivi alle FER Termiche, l'art. 11 comma 2 del decreto del Ministero per lo Sviluppo economico 28 dicembre 2012 prevede esplicitamente l'attuazione del criterio della degressività rispetto ai consumi nel recupero del necessario gettito e si attende pertanto l'applicazione di tali disposizioni.

* * *

S 10. Osservazioni in merito ai criteri di riconoscimento dei costi relativi al gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione

S 11. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi relativi alle perdite di rete

S 12. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi relativi al gas non contabilizzato

Con riferimento alle componenti tariffarie relative alla copertura del gas di autoconsumo (YFuel), al gas non contabilizzato (YGNC) e alle perdite di rete (YPE), Energia Concorrente ritiene che l'Autorità, per il prossimo periodo di regolazione, debba rivederne i criteri di definizione. E' opportuno, infatti, che l'Autorità tenga adeguatamente in considerazione i benefici derivanti dalle manutenzioni e dalla sostituzione di apparecchiature vetuste che permettono una gestione più efficiente del sistema di trasporto del gas naturale. Energia Concorrente auspica che l'Autorità, nel predisporre i criteri per la formazione della tariffa a per il periodo regolatorio in corso di definizione, preveda l'applicazione di valori decrescenti delle suddette componenti Y al fine di stimolare il Gestore di Rete ad un esercizio sempre più efficiente del sistema.

S 13. Osservazioni in merito al riconoscimento dei ricavi da bilanciamento della rete

Si condivide la proposta di continuare a trattare separatamente il calcolo dei ricavi di bilanciamento della rete. Tuttavia, Energia Concorrente ritiene che sia necessario che le procedure e le regole per la gestione del bilanciamento da parte del Responsabile del Bilanciamento siano trasparenti e note *ex-ante* alla generalità degli utenti, e che venga garantita una maggiore chiarezza sulle modalità di gestione e sul ruolo del *linepack* e del servizio di stoccaggio di bilanciamento, in linea con quanto previsto dal codice di rete europeo in tema di bilanciamento.

A tale proposito, crediamo che sia opportuno che l'Autorità intraprenda un'analisi delle esigenze effettive delle prestazioni di stoccaggio necessarie al bilanciamento della rete, soprattutto in considerazione dei vincoli ai profili di erogazione imposti dal decreto ministeriale 15 febbraio 2013 ("Gas naturale: stoccaggio, erogazione e sicurezza"). Destinare su base interrompibile parte della capacità di punta riservata al trasportatore per il servizio di bilanciamento potrebbe permettere di soddisfare parte della richiesta di prestazioni di stoccaggio che, con le nuove regole in vigore, ad oggi non può essere soddisfatta e garantire una valorizzazione di mercato delle risorse di flessibilità e un corretto segnale di prezzo, soprattutto in situazioni di emergenza, perseguendo l'obiettivo di base di un utilizzo efficiente della punta di stoccaggio.

S 15. Osservazioni in merito agli incentivi per i nuovi investimenti, ed in particolare all'adozione di meccanismi output-based

S 16. Osservazioni in merito al meccanismo di monitoraggio dei costi di investimento

Nel quadro delle attività finalizzate al necessario contenimento e alla riduzione delle tariffe trasporto, Energia Concorrente esprime una generale condivisione verso l'ipotesi di maggiore selettività nell'incentivazione dei nuovi investimenti. La soluzione di calcolare un indice di efficacia attraverso un rapporto tra benefici apportati al sistema e costi di realizzazione sostenuti, nonché di riconoscere le componenti di ricavo addizionali solamente nel caso in cui tale indice assuma valori in un *range* predefinito, potrebbe rappresentare una soluzione praticabile. Riteniamo, infatti, che le imprese di trasporto dispongano dei mezzi tecnici, operativi e contabili necessari ad esprimere valutazioni esaustive sui possibili nuovi investimenti realmente utili al sistema e conseguentemente giustificabili in termini tariffari. Riteniamo tuttavia che tale metodo necessiti di opportuni approfondimenti e di un criterio di *assessment* dettagliato ed affidabile.

S 17. Osservazioni in merito al meccanismo di compartecipazione al rischio del mancato utilizzo di nuove infrastrutture

S 18. Osservazioni in merito alla necessità di prevedere una soglia entro cui opera il meccanismo di compartecipazione al rischio derivante dal mancato utilizzo della nuova capacità

Quanto all'obiettivo di incrementare la compartecipazione delle imprese di trasporto al rischio di mancato utilizzo delle nuove infrastrutture, Energia Concorrente esprime una generale condivisione nei confronti dell'opportunità di valutare l'efficacia degli investimenti completati, attraverso l'identificazione di un ricavo virtuale atteso, al di sotto del quale non applicare il meccanismo di garanzia dei ricavi. Riteniamo infatti che gli utenti del trasporto debbano essere tutelati da aumenti tariffari indiscriminati, dovuti ad errata programmazione o valutazione dei nuovi investimenti. Come sopra argomentato, gli utenti del trasporto rappresentano soggetti neutri o eventualmente passivi rispetto alle scelte infrastrutturali di Snam che, al contrario, dispone di adeguati strumenti per valutare la profittabilità e la convenienza, anche in termini di benefici per il sistema, delle possibili nuove opere. Si sottolinea, in ogni caso, l'esigenza di un maggiore coinvolgimento degli operatori, attraverso attività consultive sui piani di sviluppo decennali.

S 23. Osservazioni in merito ad eventuali criticità derivanti dall'eliminazione della componente di ricavo commodity

Come evidenziato in premessa, con riferimento ai possibili impatti della modifica proposta sul settore termoelettrico, Energia Concorrente non condivide la proposta di eliminare il corrispettivo variabile all'interno della tariffa di trasporto gas e ritiene una tale modifica andrebbe in ogni caso accompagnata, se non preceduta, da ulteriori interventi regolatori, sia di carattere tariffario che non tariffario. Secondo Energia Concorrente tali

interventi risultano indispensabili al fine di evitare il peggioramento della situazione già critica in cui gli impianti di produzione termoelettrica si trovano ad oggi. Una rimodulazione delle tariffe per il servizio di trasporto del gas insieme all'introduzione di meccanismi di allocazione della capacità di trasporto maggiormente flessibili e all'eliminazione delle penali di supero della capacità prenotata, rappresentano strumenti fondamentali per rendere più flessibile ed economico il servizio di trasporto del gas per i produttori termoelettrici, che costituiscono la principale risorsa di flessibilità per il sistema elettrico, a vantaggio di una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica per la generalità dei consumatori. Ad ulteriore approfondimento di tale tematica alleghiamo una nota tecnica redatta da Ref-e che analizza l'impatto della struttura dei costi di trasporto del gas sugli impianti termoelettrici.

Milano, 27 maggio 2013

Alessandro Bianco

Segretario generale

L'impatto della struttura dei costi di trasporto del gas naturale sugli impianti di generazione termoelettrici

maggio 2013

refe
economics engineering energy environment

Disclaimer

Le opinioni espresse sono esclusivamente quelle di REF-E che svolge in modo autonomo e indipendente la propria attività di ricerca. Le stime e la documentazione prodotte da REF-E sono destinate esclusivamente all'uso interno e non possono essere distribuite o usate in alcun altro modo senza previa autorizzazione scritta da parte di REF-E. Le informazioni riportate nel lavoro sono ritenute dagli autori e da REF-E le migliori possibili. Tuttavia, né gli autori né REF garantiscono l'accuratezza e la completezza delle informazioni né si assumono alcuna responsabilità sulle eventuali conseguenze derivanti dall'utilizzo delle informazioni riportate.

L'impatto della struttura dei costi di trasporto del gas naturale sugli impianti di generazione termoelettrici

Introduzione

La presente nota tecnica è stata redatta dal gruppo di lavoro di REF-E per conto di un gruppo di imprese che possiedono impianti a ciclo combinato alimentati a gas, con lo scopo di valutare gli effetti per il mercato elettrico della crescente rigidità della struttura tariffaria sul mercato del gas naturale. Le condizioni del mercato elettrico negli anni sono infatti radicalmente mutate, comportando, tra l'altro, una maggiore incidenza della struttura stessa sull'operatività degli impianti.

A partire dall'analisi storica e prospettica del mercato elettrico, la nota illustra le criticità del mercato elettrico e le problematiche legate alla presenza di una struttura tariffaria caratterizzata da elevata e crescente rigidità.

Le analisi sono condotte in maniera indipendente da REF-E.

INDICE

INDICE 1

1 EXECUTIVE SUMMARY 2

2 IL SETTORE ELETTRICO: RECENTI *TREND* E ANDAMENTO PROSPETTICO 5

3 L'IMPATTO DELLA STRUTTURA DEI COSTI DI TRASPORTO DEL GAS: UN ESERCIZIO 13

4 CONCLUSIONI: MAGGIORE FLESSIBILITÀ NECESSARIA 17

1 EXECUTIVE SUMMARY

In anni recenti il mercato elettrico è stato caratterizzato da profondi mutamenti. La lenta ripresa economica e la debole crescita della domanda, accompagnati dal rapido incremento della generazione rinnovabile, prevalentemente non programmabile, hanno mutato profondamente le modalità operative del parco impianti alimentato a gas naturale. Tali impianti, in particolare quelli caratterizzati da tecnologia produttiva a ciclo combinato (CCGT), che rappresentano la parte più moderna ed efficiente del parco di generazione italiano, sono passati da un funzionamento di tipo *baseload* (ossia con produzione sostanzialmente costante in tutte le ore dell'anno) ad un funzionamento in modulazione. In tale contesto le ore di funzionamento si riducono e divengono più incerte, in quanto gli impianti sono chiamati in funzione solamente nelle ore di maggiore domanda o di minore produzione delle fonti rinnovabili. Quanto maggiore è la quota di mercato delle fonti rinnovabili non programmabili tanto maggiore la variabilità della produzione. Tale situazione non significa tuttavia che gli impianti siano divenuti in eccesso. Infatti la loro presenza sul mercato è sempre più necessaria ai fini della garanzia della sicurezza del sistema e tali impianti vengono chiamati sempre più spesso a fornire servizi di dispacciamento a Terna, a complemento della produzione rinnovabile non garantita: a fronte di ore medie di funzionamento che sono scese da 4000 del 2008 a 2200 nel 2012, con 24 GW di CCGT che funzionano meno di 3000 ore, una parte rilevante del parco è passata dalla modulazione settimanale (con un numero annuo di accensioni inferiore a 52) a modulazione giornaliera (con un numero di accensioni annue tra 52 e 365). Notevolmente aumentato è anche il numero delle accensioni e spegnimenti richiesti da Terna successivamente alla chiusura del mercato dell'energia, e quindi funzionali alla garanzia della sicurezza.

Questa situazione non è destinata a migliorare nei prossimi anni: in base agli scenari elaborati da REF-E per il periodo 2014-2017 non si prevede una sostanziale ripresa della generazione a gas, con ore di funzionamento che rimarranno ridotte e marginalità contenuta.

Una delle riforme proposte dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nel recente Documento di consultazione per la determinazione delle tariffe di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il quarto periodo regolatorio (2014-2017) riguarda l'elemento del corrispettivo variabile (CV) e l'eventuale sua eliminazione, con trasformazione in un corrispettivo capacitivo.

La modifica proposta riguarda una componente del costo di trasporto a monte del PSV, e quindi oggi intermediata dal fornitore. Tuttavia la sua eliminazione avrà impatto sulla struttura dei costi degli impianti termoelettrici. Infatti parte dei costi oggi coperti dalla componente CV potrebbero venir attribuiti alle componenti fisse a valle del PSV incrementandole, mentre i fornitori di gas scaricheranno tutto o parte del rischio legato alla maggiore incidenza dei costi fissi a monte del PSV proponendo strutture contrattuali che prevedono una parte fissa superiore a quella attuale.

La rigidità della struttura dei costi a valle del PSV, ad oggi completamente di natura fissa, è inasprita anche dalle modalità di accesso alla rete, che, prevedendo conferimenti annuali ed elevate penali di supero, non rispecchiano le modalità operative che caratterizzano ad oggi (e

caratterizzeranno nei prossimi anni) i cicli combinati, chiamati a operare con elevata modulazione ed elevata incertezza. Oltre quindi a rappresentare una aggiuntiva forma di rigidità, rendono impossibile per gli operatori anche lo sfruttamento delle flessibilità oggi concesse, come la premialità per chi concentra i prelievi nei periodo fuori punta.

In conclusione quindi, la permanenza di una struttura tariffaria a valle del PSV estremamente rigida, unita alla previsione dell'eliminazione della componente variabile a monte del PSV, non potrà che avere un impatto estremamente negativo per gli impianti termoelettrici alimentati a gas.

È altamente probabile che l'incremento dell'incidenza dei costi fissi si trasformi in un amento del costo variabile al mc del gas consumato complessivamente, sia per la riduzione progressiva dei *load factor* di utilizzo della capacità, sia perché l'eliminazione della componente CV potrebbe comportare anche aumenti delle componenti fisse a valle del PSV.

Tuttavia anche assumendo l'invarianza della spesa totale, un'elevata incidenza dei costi fissi aumenta la rischiosità legata alla variabilità delle condizioni di mercato, ossia della probabilità di non raggiungere livelli di marginalità positivi. L'esercizio condotto, che analizza la marginalità degli impianti con un modello di tipo probabilistico, dimostra che tale aumento di rischiosità è sensibile anche se calcolato rispetto all'incidenza della "sola" componente del costo di trasporto del gas a valle del PSV, arrivando ad aumentare la probabilità di margini negativi del 23%. Tale probabilità sarebbe quindi ulteriormente inasprita dall'aumento dell'incidenza dei costi fissi anche per la parte di costo a monte del PSV.

Tale aumento di rischiosità comporta anche una maggiore probabilità (a parità di altre condizioni di mercato) di uscita dal mercato degli impianti alimentati a gas e caratterizzati dalle condizioni maggiormente incerte. L'uscita degli impianti termoelettrici andrebbe tuttavia a detrimento della sicurezza del sistema, che di tali impianti necessita per garantire l'integrazione delle rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico in condizioni di sicurezza. Inoltre rappresenterebbe per il sistema un costo rilevante, essendo il parco a gas ben lontano dall'esaurimento della vita utile e essendo caratterizzato da buoni livelli di efficienza media. Peraltro la scarsa correlazione osservata tra efficienza e *load factor* medio non assicura che ad uscire sarebbero gli impianti meno efficienti o più vetusti.

Per consentire l'esercizio efficiente del mercato elettrico (e conseguentemente anche del mercato gas) sarebbe auspicabile che la regolazione riconoscesse le particolari modalità operative degli impianti a ciclo combinato e, in considerazione della centralità di questi impianti nel sistema energetico, adattasse la struttura dei costi di trasporto in modo da renderla più flessibile, tenendo in conto le specifiche peculiarità che caratterizzano il prelievo di questi soggetti.

A tale fine possono concorrere sia elementi direttamente legati alla struttura delle tariffe di trasporto, oggetto del documento di consultazione, sia elementi legati alla regolazione dell'accesso al sistema (non oggetto del documento di consultazione). In particolare:

- sarebbe auspicabile che non trovasse attuazione la proposta di trasformare la componente di costo variabile CV in una componente capacitiva

- parte dei costi a valle del PSV dovrebbero essere trasformati in costi variabili in luogo degli attuali costi fissi
- dovrebbe essere introdotta la possibilità di effettuare prenotazione della capacità in corso di anno termico (anche su base giornaliera) per i punti di uscita dalla rete nazionale e di riconsegna della rete regionale
- dovrebbero essere rimodulate le penali per scostamento, in modo da non penalizzare gli scostamenti di breve periodo e non sistematici (ad oggi anche il superamento in un solo giorno dell'anno della franchigia del 10% implica la maggiorazione del 10% del corrispettivo annuale)
- potrebbero essere ripensati gli incentivi ai prelievi nei periodi fuori di punta, in modo da essere usufruibili anche dagli impianti termoelettrici (ad esempio adottando tariffazione di tipo peak-load)

L'attuazione di queste modifiche potrebbe comportare un più efficiente utilizzo degli impianti oggi esistenti, con beneficio per i prezzi medi dell'energia elettrica, sia rispetto al segnale di scarsità che i prezzi assumono nei periodi di punta. Inoltre anche i consumi di gas verrebbero ottimizzati rispetto agli usi di fonti alternative, soprattutto nel fornire servizi di flessibilità e di dispacciamento. Infine, le modifiche proposte ridurrebbero la probabilità che alcuni di questi impianti vengano ritirati in tutto o in parte dal mercato, con ulteriore perdita di efficienza per il sistema.

2 IL SETTORE ELETTRICO: RECENTI *TREND* E ANDAMENTO PROSPETTICO

2.1 I risultati per gli impianti a ciclo combinato

La mancata ripresa della domanda elettrica dopo il 2008, unita allo sviluppo delle fonti rinnovabili intermittenti, fotovoltaico in particolare, ha avuto importanti ricadute sugli esiti di mercato e sui risultati economici del parco a ciclo combinato in Italia.

A fronte di un raddoppiamento della quota di produzione rinnovabile da fonti intermittenti (da 8% a 19%) nel periodo 2008-2012, il contributo dei CCGT alla copertura della domanda sul mercato del giorno prima (MGP) della borsa *Ipex* è sceso dal 41% registrato nel 2008 ai 28% nel 2012.

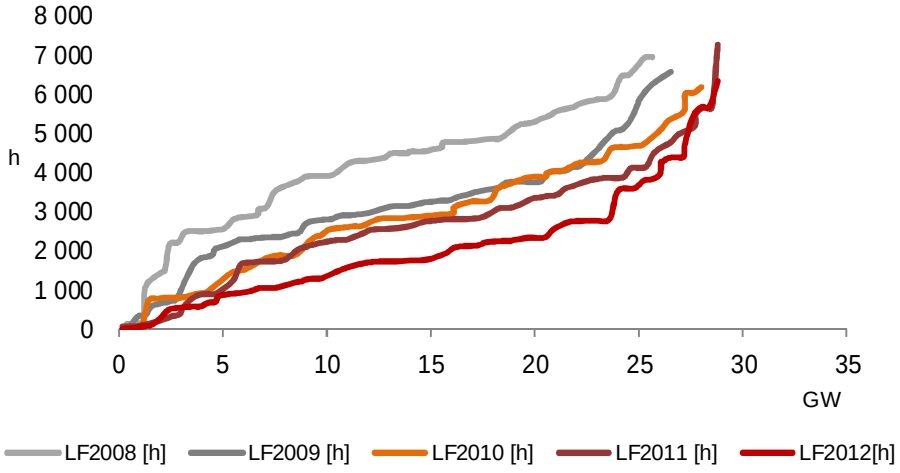


Figura 1. *Load factor* MGP 2008-2012 - dati storici CCGT[1] (Fonte: Elaborazioni REF-E dei dati GME)

La **Figura 1** riporta la potenza installata cumulata dei CCGT ordinata per *load factor* (ossia le ore equivalenti di funzionamento a potenza massima) crescente nei diversi anni, come risultante dai dati storici[2] dell'energia elettrica venduta dai CCGT su MGP. Il *load factor* medio dei CCGT è diminuito significativamente da circa 4000 ore equivalenti nel 2008 a circa 2200 ore nel corso del 2012, con 24 GW di CCGT (circa 80% del parco a ciclo combinato) che funzionano meno di 3000 ore equivalenti annue.

Tali risultati indicano un progressivo cambiamento del profilo di funzionamento degli impianti in considerazione, che da un funzionamento di tipo *baseload* (ossia con produzione sostanzialmente uniforme nel corso dell'anno, normalmente previsto per questa tecnologia) sono passati ad un profilo modulato, ossia variabile a seconda delle condizioni di domanda e offerta, con produzione concentrata nelle ore di maggiore domanda (o maggiore prezzo).

[1] Le unità comprese nelle analisi rappresentano gli impianti CCGT a mercato e sono unità senza vincoli di cogenerazione, non in regime di incentivazione CIP6 e non-autoproduttori.

[2] È un'analisi delle offerte pubbliche GME, eseguita con **emi**[2], il nuovo *tool* di analisi e monitoraggio dei mercati energetici sviluppato da REF-E in sinergia con MBI.

Un confronto fra il *load factor* su MGP e l'efficienza di ciascun impianto[3] (**Figura 2**), mostra l'eterogeneità del funzionamento, anche per impianti caratterizzati dalla medesima efficienza/tecnologia. Il maggior numero di ore di funzionamento non è quindi necessariamente legato a un rendimento superiore rispetto al resto dei cicli combinati.

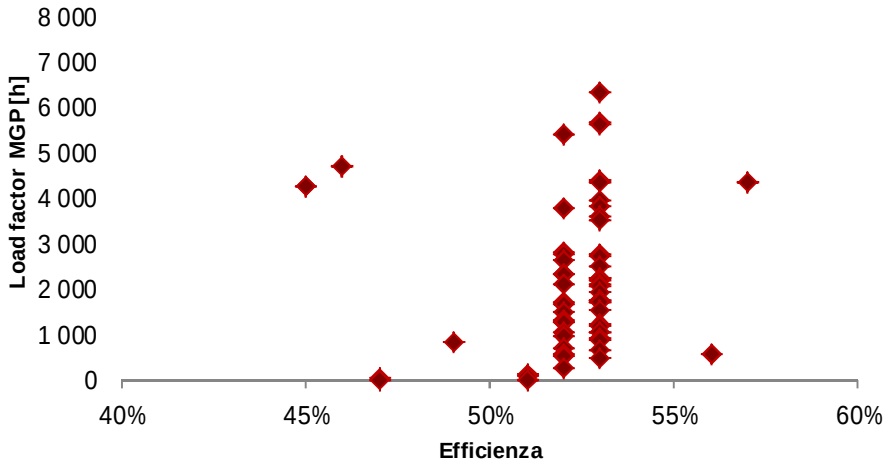


Figura 2. Il *Load factor* 2012 a confronto con l'efficienza degli impianti CCGT (Fonte: Elaborazioni REF-E dei dati GME)

Ciò potrebbe essere dovuto sia alla presenza di diversi costi variabili (a causa della diversità dei costi di approvvigionamento) ma anche a diverse modalità operative/gestionali degli impianti o a diversa flessibilità tecnica e contrattuale degli stessi, e quindi a una diversa capacità di adattarsi alle nuove condizioni di mercato e alle nuove modalità operative che, come visto, presuppongono una maggiore modulazione da parte degli impianti.

L'analisi dell'età del parco produttivo (**Figura 3**), mostra peraltro un parco estremamente giovane, dato che circa 61% della potenza installata ha meno di 10 anni di vita utile, di cui i 42% sono rappresentati dai cicli combinati. L'attuale sottoutilizzo delle macchine a ciclo combinato non è quindi spiegato dall'obsolescenza degli impianti.

[3] L'efficienza è calcolata in base ai dati di rendimento degli impianti a ciclo combinato estratti dalla banca dati REF-E.

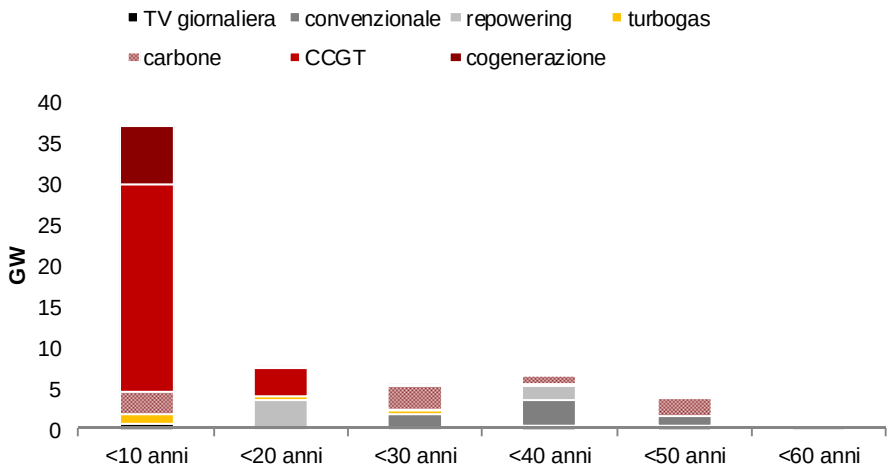


Figura 3. Età del parco termoelettrico italiano rispetto al 2012 (Fonte: Stime REF-E)

Il passaggio progressivo del parco a ciclo combinato verso un esercizio più flessibile si conferma anche dall'analisi del numero di accensioni registrate dalle unità in considerazione (**Figura 4**).

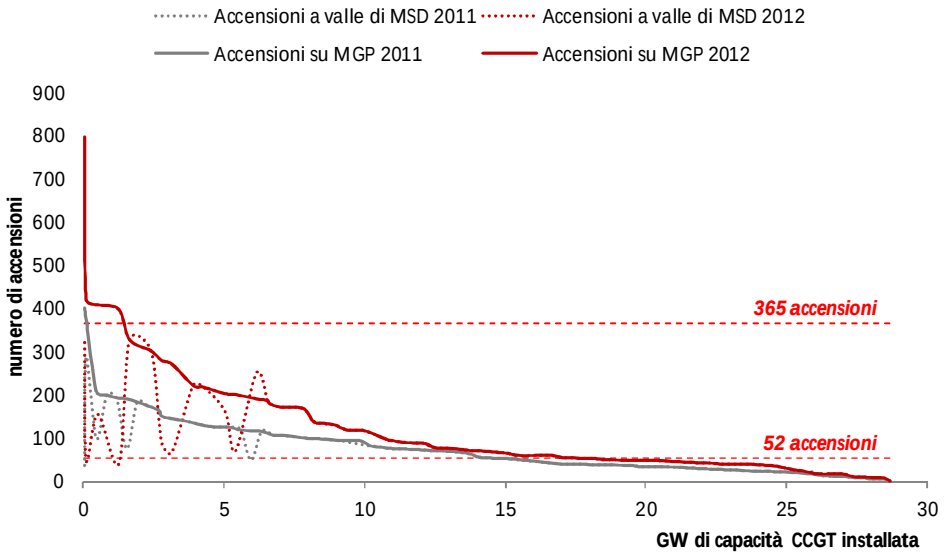


Figura 4. Numero di accensioni dei CCGT nel periodo 2011-2012 (Fonte: Elaborazioni REF-E dei dati GME)

In funzione del numero di manovre di accensione effettuate da un impianto nel corso di un anno, la flessibilità di esercizio può essere associata a una dei tre seguenti classi:

- flessibilità settimanale: il numero di accensioni nell'arco dell'anno risulta inferiore o pari a 52; l'impianto esegue al massimo a una manovra di accensione/spegnimento nel corso di una settimana

- flessibilità giornaliera: il numero di manovre di accensione/spegnimento varia tra 52 e 365 nel corso dell'anno; l'impianto esegue manovre di accensione/spegnimento più volte nel corso della settimana
- flessibilità oraria: corrisponde a un numero di accensioni/spegnimenti superiore a 365 ed è caratterizzata da un numero di manovre di accensione durante la giornata superiore a uno.

Confrontando i risultati dell'analisi per il 2011 con quelli del 2012, emergono due principali cambiamenti nel comportamento dei CCGT:

- con riferimento alla programmazione a valle di MGP, un'evoluzione della flessibilità di esercizio da settimanale a giornaliera: infatti, la quota di CCGT a quale è associato un numero di accensioni su MGP inferiori o pari a 52 si è ridotta da circa 14 GW nel 2011 a circa 10 GW nel 2012; è aumentata, invece, la quota di CCGT con il numero di manovre di accensione tra 52 e 365 (da circa 15 GW nel 2011 a 17 GW nel 2012) e superiore a 365 (da circa 0.1 GW nel 2011 a 1.5 GW nel 2012)
- con riferimento al dispacciamento dei CCGT a valle di MSD, nel 2012 si rileva un aumento rispetto al 2011 del numero di correzioni effettuate da Terna sulla programmazione dei cicli combinati per far fronte all'aleatorietà introdotta dalla generazione intermittente e garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

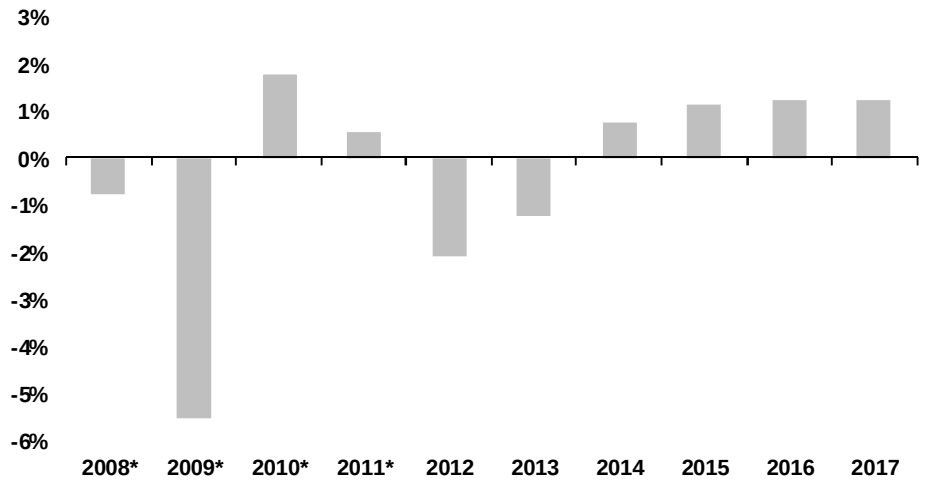
L'analisi prospettica dello scenario di medio-lungo termine (2013-2017)[4] mostra una permanenza delle condizioni particolarmente critiche per il parco a ciclo combinato italiano.

2.2 Lo scenario prospettico

Nonostante le manovre fiscali restrittive abbiano portato il rapporto deficit/PIL nell'intorno del 3 %, la profonda recessione 2012-2013 lascia prevedere una bassa crescita del PIL:

- -1.25% atteso per il 2013 (**Figura 5**) e una parziale ripresa nel 2014 (0.8% circa)
- un ritorno del tasso di crescita vicino al potenziale stimato da REF-E nel lungo termine (circa 1% in media) a partire dal 2015-2016.

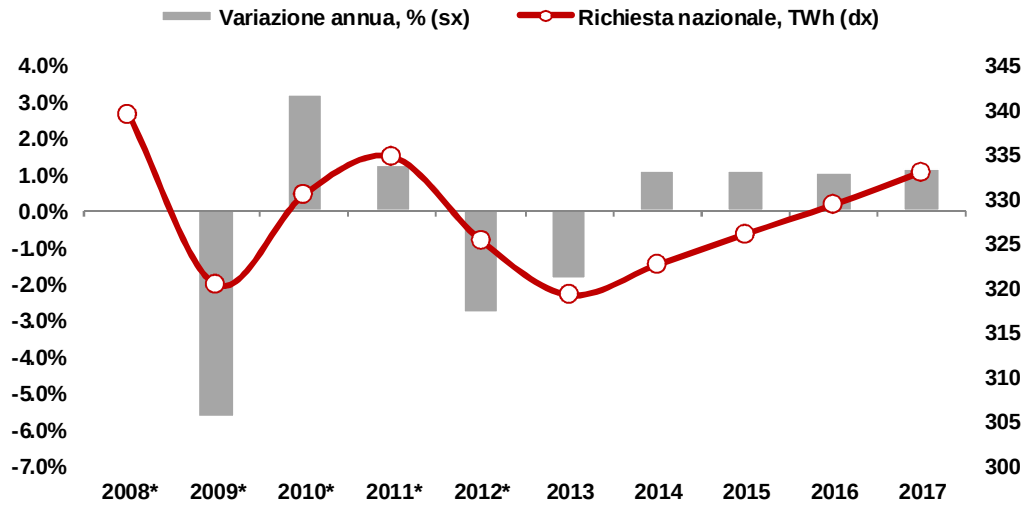
[4] L'analisi dei risultati prospettici per i cicli combinati nel breve-medio termine è basata sugli esiti dell'ultimo aggiornamento (aprile 2013) dello scenario di mercato elaborato da REF-E e simulato con il modello deterministico ELFO++.



** Dati storici*

Figura 5. Tasso di crescita del PIL, storico e prospettico 2008-2017 (Fonte: Dati storici, Stime REF-E)

Anche la domanda elettrica risente dell'andamento economico peggiore delle attese nei primi 4 mesi del 2013 e secondo le previsioni di REF-E (**Figura 6**) alla fine dell'anno in corso il consumo di energia elettrica segnerà un calo di circa 2% rispetto al dato 2012. A partire dal 2014, si stima una ripresa della richiesta nazionale, che ritorna sui livelli di crescita di medio-lungo termine di circa 0.9% in media. Nonostante le ipotesi di un tasso di crescita positivo dal 2014 in poi, la caduta della domanda elettrica nel 2013 pesa significativamente nel medio termine sui livelli di domanda assoluti, determinando un anno di partenza con energia richiesta attesa attorno ai 319 TWh e livelli al 2017 ancora lontani da quelli pre crisi.



** Dati storici*

Figura 6. L'evoluzione della domanda di energia elettrica[5] 2008-2017 (Fonte: Dati storici; stime REF-E)

[5] Stimata come la richiesta nazionale pubblicata da Terna, al netto dei consumi degli impianti a pompaggio e al lordo delle perdite di rete.

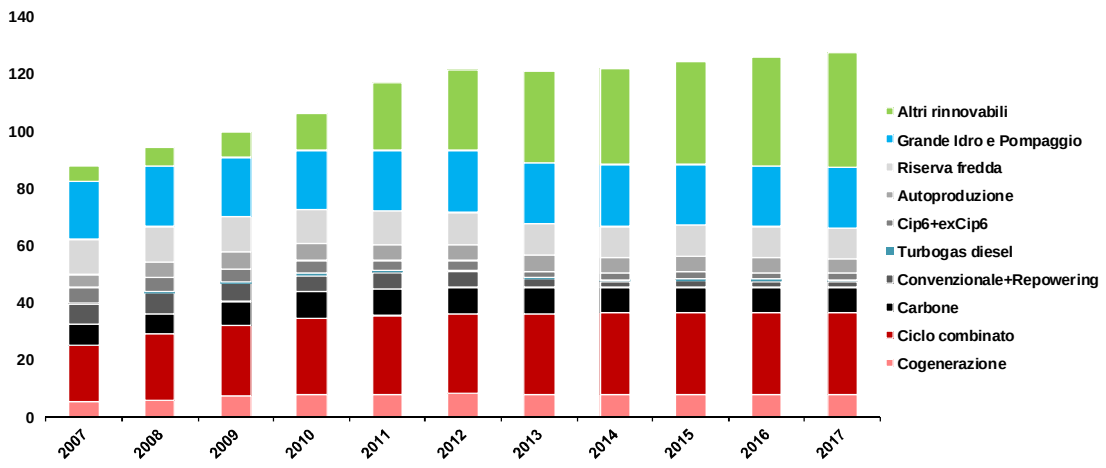


Figura 7. L'evoluzione del mix di generazione in Italia, 2007-2017 (GW netti[6]) (Fonte: Stime REF-E)

La crescita della capacità di generazione in Italia nel medio termine (2013-2017) sarà determinata in maggior parte dall'evoluzione delle fonti rinnovabili intermittenti (**Figura 7**). Secondo le stime REF-E l'ammontare di capacità disponibile crescerà da circa 120.6 GW nel 2013 fino ai 127 GW nel 2017. L'aumento della potenza delle fonti rinnovabili nel periodo 2013-2017 è stimata nell'intorno dei 7.8 GW in totale, mentre il parco termoelettrico perderà una quota nel mix produttivo di circa 1.5 GW dovuta alle assunzioni di dismissione di alcune delle unità più obsolete (impianti convenzionali e a carbone prevalentemente), compensate in parte dell'entrata in servizio di alcuni progetti, considerati confermati da REF-E.

La rallentata ripresa della domanda elettrica e un margine di riserva atteso particolarmente alto almeno fino al 2017 (attorno ai 40%), insieme alla continua penetrazione di fonti rinnovabili intermittenti, determina una situazione di mercato di alta competizione.

Le ore di funzionamento dei CCGT rimangono particolarmente ridotte (**Figura 8**) con un *load factor* che varia da circa 1860 ore a potenza massima previste per il 2013 fino a 2300 ore equivalenti nel 2017. Nonostante i deboli segnali di ripresa per gli anni 2016-2017, alla fine del periodo considerato le simulazioni prevedono che più di 18 GW capacità installata continueranno ad avere un *load factor* inferiore alle 3000 ore anno. Le simulazioni, in quanto deterministiche e basate su scenari, tendono a sovrastimare le ore di produzione, pertanto il dato futuro non è strettamente confrontabile con lo storico, tuttavia l'indicazione è chiaramente in favore della permanenza delle criticità per gli anni considerati.

[6] Stimati come l'ammontare della potenza efficiente netta disponibile, secondo la banka dati REF-E, al 31/12 di ciascun anno per ciascuna tecnologia.

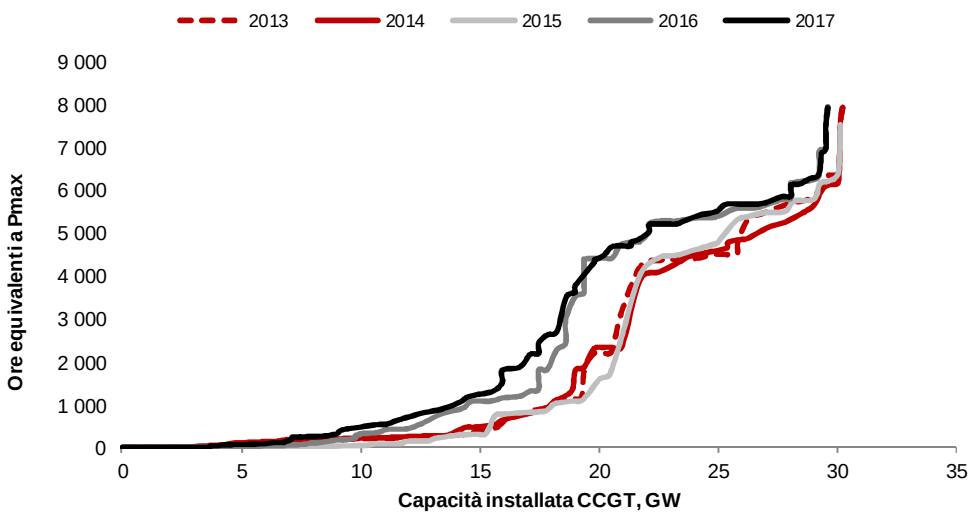


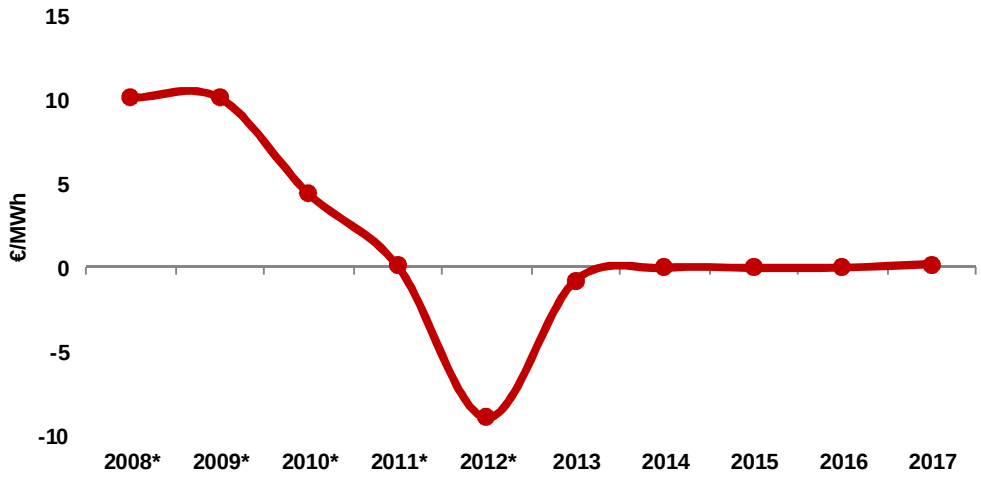
Figura 8. *Load factor* dei CCGT per il periodo 2013-2017 (Fonte: Simulazione di scenario previsionale elaborato da REF-E con il modello di mercato ELFO++)

Le criticità di mercato, emergenti dall'analisi dei dati storici e prospettici, confermano quindi un contesto sempre più difficile per i produttori termoelettrici, i cicli combinati in particolare, in cui la copertura dei costi di generazione diventa una fonte di incertezza. Il *Clean Spark Spread*[7], che è un indicatore medio della redditività degli impianti a ciclo combinato, si è ridotto drasticamente, fino a raggiungere i -9 €/MWh nel 2012, ed è previsto attestarsi su valori nulli o negativi nei prossimi anni.

I valori di *Clean Spark Spread* analizzati sono riferiti a un esercizio *baseload* e rispecchiano le condizioni solamente sul mercato dell'energia (non includono i possibili ricavi dalla vendita dei servizi di dispacciamento a Terna). Tuttavia la conclusione che ne consegue è che la redditività degli impianti sul mercato è e rimarrà fortemente condizionata dall'esercizio più o meno flessibile del singolo impianto. Nello specifico, per massimizzare il ricavo ottenibile una grande parte del parco a ciclo combinato deve puntare su una flessibilità di esercizio più spinta rispetto a quanto accaduto storicamente: funzionare soltanto nelle ore di prezzo più alto, in particolare nelle ore serali quando la produzione fotovoltaica raggiunge i minimi livelli e la domanda residua[8] aumenta oppure in sostituzione, magari con tempi di preavviso ridotti, della produzione rinnovabile prevista ma non disponibile in tempo reale.

[7] Il *Clean Spark Spread* è definito come la differenza tra il prezzo elettrico e il costo variabile di generazione del CCGT con un rendimento di 53%, comprensivo del costo di combustibile e degli oneri ambientali (costo relativo alle emissioni CO2 e il impatto del Certificato Verde). Ai fini della stima dei costi variabili di combustibile si è fatto riferimento al prezzo del gas naturale: sottostante l'indice ITEC per il 2008-2009; sottostante l'indice ITEC con uno sconto di 10% sulla componente P0 rispetto l'indice originale per il 2010-2011; sottostante l'indice ITEC12 per il 2012; allineato alle quotazioni del mercato spot del gas naturale (PSV) per il periodo 2013-2017. La metodologia previsionale di REF-E considera il *Clean Spark Spread* un indice rappresentativo della competitività del mercato italiano e del margine medio unitario (baseload annuo) ottenibile sul MGP dagli impianti marginali (prevalentemente gli impianti a ciclo combinato)

[8] La domanda residua MGP si riferisce alla domanda totale MGP al netto di tutte le produzioni passanti, ovvero la domanda contendibile coperta dalla generazione termoelettrica.



** Dati storici*

Figura 9. L'evoluzione del *Clean Spark Spread* nel periodo 2008-2017 (Fonte: Stime REF-E)

3 L'IMPATTO DELLA STRUTTURA DEI COSTI DI TRASPORTO DEL GAS: UN ESERCIZIO

3.1 Metodologia

La struttura dei costi di trasporto del gas per gli impianti termoelettrici ha impatto diretto sul livello di competitività, declinabile in termini di flessibilità operativa, e di conseguenza sul profilo di rischio degli stessi. Lo spostamento di una quota di costi da variabili a fissi genera un incremento della rigidità operativa, cioè della capacità dell'attività di assorbire shock di prezzo e/o quantità attraverso il riequilibrio dei costi totali. Incrementare i costi fissi, a parità di altre condizioni, produce un incremento della rischiosità operativa dell'attività e di conseguenza la necessità per l'azienda di aumentare il rendimento atteso per i portatori di capitale di rischio. Tale incremento si declina in un aumento del costo medio del capitale necessario a remunerare il capitale investito e, in situazione di impossibilità di traslare il maggior rischio in un incremento di prezzo di vendita, in una eventuale uscita dall'attività caratterizzata da un profilo rischio rendimento non più sostenibile.

Per valutare da un punto di vista quantitativo l'incremento di rischiosità generato dalla trasformazione di una quota di costi variabili in costi fissi è stato valutato l'andamento del punto di break-even (ossia la configurazione in cui i ricavi coprono i costi di produzione) in ottica probabilistica per un impianto termoelettrico.

L'esercizio riportato di seguito valuta un caso tipo che, partendo da una situazione costi totali (fissi + variabili) uguali, consente di stimare l'impatto dell'incertezza delle condizioni di mercato sull'equilibrio economico di un impianto a ciclo combinato. E' stato in particolare costruito un caso tipo di un impianto CCGT di 380 MW con rendimento a potenza massima pari al 60% e rendimento medio del 53%. Partendo da una struttura comune di costi O&M, costi ambientali, costi di fuel e capacità di exit prenotata, sono stati costituiti due casi.

- Nel primo caso il costo di trasporto gas è totalmente fisso, assumendo un costo unitario di 2.2 €/a/smc/gg.
- Nel secondo caso la componente costo di trasporto fissa è trasformata in variabile assumendo invarianza dei costi totali annui di trasporto tra i due casi ad un livello di load factor di 5000 ore annue.

Se l'impianto CCGT produce a potenza massima per 5000 ore il costo totale di trasporto gas al punto di exit è esattamente uguale, se però la produzione dell'impianto è differente la struttura dei costi totali varia determinando un diverso break-even. Il calcolo del profitto/perdita in funzione dall'aleatorietà del load factor utilizzato è determinato sulla base dei dati di mercato 2012 in termini di prezzo di vendita su MGP, oneri ambientali e costi di fuel[9]. Anche assumendo la perfetta conoscenza dei prezzi di vendita e dei costi dei fattori di input nel corso del 2012 gli impianti termoelettrici a ciclo combinato hanno effettivamente prodotto a load factor molto diversi, pur in presenza di livelli di efficienza analoghi.

[9] Pari all'indice MAGI che rappresenta il costo di approvvigionamento spot registrato sul mercato ed è un indice calcolato tenendo in considerazioni le transazioni registrato e una componente di *survey sul sentiment* di mercato degli operatori.

L'esercizio consente quindi di stimare l'impatto dell'incertezza sul livello del load factor per due impianti che hanno identiche condizioni di mercato ma con l'unica differenza di un costo di trasporto del gas fisso invece che variabile, che tuttavia è tarato in modo da non prevedere differenza di costo totali a fine anno.

3.2 Risultati dell'esercizio

Ai fini dell'analisi dello studio sono state prese in considerazione le seguenti assunzioni:

- Anno di riferimento: 2012
- Ricavo medio unitario: PUN 2012 pari a 78.42 €/MWh
- Impianto di riferimento: le principali caratteristiche dell'investimento preso in considerazione sono state riportate nella **Tabella 1**.
- Costo di trasporto del gas naturale: è stata considerata soltanto sulla componente fissa a valle del PSV; secondo le stime di REF-E tale componente vale circa 2.2 €/anno/smc/giorno nel terzo periodo regolatorio; tale le corrispettivo è stato applicato a una capacità di trasporto giornaliera prenotata, corrispondente al consumo sottostante a 24 ore di funzionamento a potenza massima; nella trasformazione di tale spesa in un corrispettivo variabile da applicare a ciascun Smc di gas consumato è stato considerato il consumo di gas naturale totale relativo a un load factor di 5000 ore equivalenti a potenza massima (circa 1.3 €/Gcal a potere calorifico inferiore).

Tecnologia: CCGT		
Potenza massima netta	*MW*	380
Rendimento medio	*%*	53%
Costo specifico investimento	*M€/MW*	0.50
Leverage, D/(D+E)	*%*	0.60
Durata del finanziamento dell'investimento	*anni*	20
Durata dell'investimento (vita utile dell'impianto)	*anni*	25
Tasso di interesse del finanziamento	*%*	8.6%
Tasso di remunerazione del capitale proprio	*%*	11.8%
WACC	*%*	7.9%

Tabella 1. Tecnologia di riferimento e le relative caratteristiche di investimento (Fonte: Stime REF-E)

L'incidenza dei costi fissi rispetto ai costi variabili nella struttura sottostante il costo pieno di generazione[10] del ciclo combinato è stata valuta a partire da un caso di riferimento, in cui sono state ipotizzate 5000 ore di funzionamento a potenza massima.

In **Tabella 2** sono riportate le distribuzioni del costo di generazione tra le varie voci, a parità di spesa totale, nei seguenti due casi:

- Il caso di costo di trasporto gas contabilizzato come costo fisso;

[10] Calcolato come la somma dei costi variabili di combustibile, di emissione CO2, dell'impatto del Certificato verde, i costi O&M variabili e della componente a copertura dei costi fissi, sostenuti dal ciclo combinato in funzione del *load factor* ipotizzato.

- Il caso di costo di trasporto gas contabilizzato come costo variabile.

***Load factor* di 5000 ore a potenza massima**		**Costo di trasporto gas fisso**	**Costo di trasporto gas variabile**
Costo pieno complessivo	*M€*	143.4	143.4
Componente costo variabile	*M€*	114.3	118.3
Componente ETS	*M€*	0.6	0.6
Componente CV	*M€*	11.1	11.1
Componente O&M variabili	*M€*	7.6	7.6
Componente a copertura dei costi fissi	*M€*	9.7	5.7
Ricavi Totali	*M€*	149.0	149.0
Break even*	M€	5.6	5.6

** ai fini dell'analisi il* Break-even *è stato definito coma la differenza fra i ricavi totali dal mercato energy-only e il* Long-term Marginal Cost *al netto dei costi di investimento (costi affondati)*

Tabella 2. Il conto economico, relativo al caso di riferimento (5000 ore) (Fonte: Stime REF-E)

I risultati delle analisi probabilistiche mostrano che l'impianto con i costi variabili ha il 13% in più di probabilità di raggiungere un *break-even* dell'investimento positivo (o almeno una uguaglianza alle spese di produzione sostenute) rispetto al caso dell'impianto co costo fisso. La probabilità di avere un conto economico in attivo è rappresentata dall'area blue in **Figura 10**, che riporta a sinistra il caso dell'impianto con costo variabile e a destra il caso dell'impianto con costo fisso.

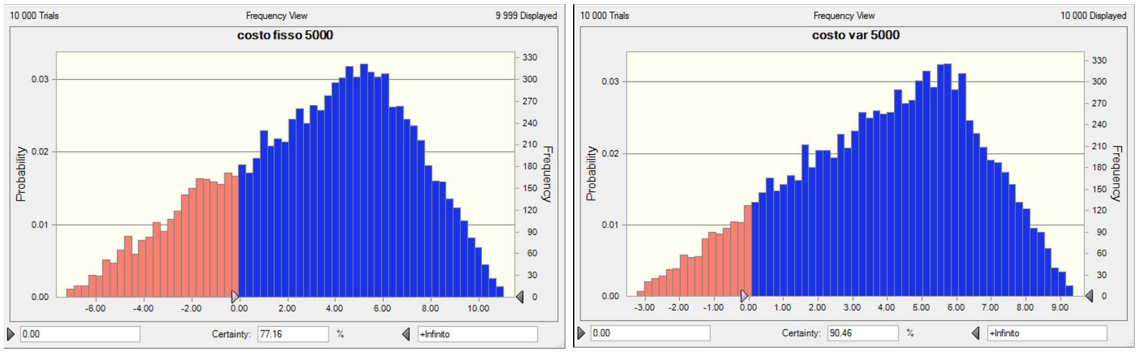


Figura 10. L'incidenza del costo variabile sulla probabilità di raggiungimento di *break-even* almeno pari a zero, caso di riferimento (Fonte: Stima REF-E)

Tale risultato consolida, in termini quantitativi, le aspettative di una maggiore rischiosità per l'operatore dell'impianto, associata soprattutto alla maggiore rigidità inerente a una struttura di costi, contenente, a parità di spese e ricavi totali, una quota più alta di costi fissi.

La distanza tra le probabilità di un margine sui costi di produzione nullo o positivo si amplifica con la riduzione del load factor dell'impianto, a parità di costo fisso e costo variabile unitario di trasporto del gas, stimato per il caso di riferimento.

Lo stesso esercizio condotto in caso di load factor medio più basso comporta infatti:

- Un aumento della probabilità di non raggiungere il break even del 16% per un impianto con costo fisso rispetto ad uno con costo variabile con 4000 ore medie di funzionamento

- Un aumento della probabilità di non raggiungere il brek even del 23% per un impianto con costo fisso rispetto ad uno con costo variabile con 3000 ore medie di funzionamento

4 CONCLUSIONI: MAGGIORE FLESSIBILITÀ NECESSARIA

Le tariffe di trasporto che attualmente vengono applicate nell'ambito di trasporto e di dispacciamento del gas naturale sono quelle definite per il terzo periodo regolatorio tariffario e sono composte dai seguenti elementi:

$$T = CV + CFe + CFu$$

dove:

- la CV è la componente relativa al corrispettivo applicato al volume immesso in rete;
- la CFe è la componente tariffaria fissa relativa alla capacità impegnata nel punto di entrata della rete nazionale;
- la CFu è la componente tariffaria fissa relativa al punto di consegna e comprende il costo fisso relativo alla capacità impegnata nel punto di uscita delle rete nazionale di gasdotti, il costo fisso relativo alla capacità impegnata nel punto di riconsegna della rete regionale e il costo fisso relativo a servizio di misura.

Ai fini dell'analisi dei costi di trasporto di gas naturale sostenuti dagli operatori termoelettrici, tali componenti tariffarie possono essere classificate in due categorie:

- costi "a monte del PSV" in cui sono comprese la CV e la CFe;
- costi "a valle del PSV" – la componente CFu.

Oltre ai costi elencati vi sono i costi per autoconsumi di rete, perdite e gas non contabilizzato che sono corrisposti in natura (% del gas immesso o prelevato) e pertanto esclusi dall'analisi.

Una delle riforme proposte dall'Autorità nel recente Documento di consultazione[11] per la determinazione delle tariffe di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il quarto periodo regolatorio (2014-2017) riguarda l'elemento del corrispettivo variabile (CV) e l'eventuale sua eliminazione, con trasformazione in un corrispettivo capacitivo.

L'esercizio condotto ha esaminato l'effetto della natura dei costi sostenuti dagli operatori termoelettrici (fissi o variabili) sulla rischiosità dell'investimento, concentrandosi soltanto sulla componente fissa "a valle del PSV" CFu, nell'impossibilità di stimare esattamente l'impatto della proposta sui cosi delle centrali.

La modifica proposta avrà comunque impatto sulla struttura dei costi degli impianti termoelettrici. Infatti con tutta probabilità verranno rimodulati anche i costi fissi a valle del PSV in modo da contribuire alla copertura dei costi non più riconosciuti dalla componente CV. Inoltre i fornitori di gas scaricheranno tutto o parte del rischio legato alla maggiore incidenza dei costi fissi a monte del PSV proponendo strutture contrattuali che prevedono una parte fissa superiore a quella attuale.

[11] Documento per la consultazione 164/2013/R/GAS del 18 aprile 2013 per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 7 febbraio 2013, 45/2013/R/GAS.

La rigidità della struttura dei costi a valle del PSV, ad oggi completamente di natura fissa, è inasprita anche dalle modalità di accesso alla rete, come definite dai Codici de Rete delle imprese di trasporto redatti ai sensi della Delibera 137/02. Tali disposizioni prevedono infatti che:

- il conferimento della capacità ai Punti di Uscita dalla Rete Nazionale di Gasdotti sia possibile solamente su base annuale per singolo anno termico
- siano applicate penali per scostamento nell'utilizzo della capacità giornaliera prenotata pari al 10% del corrispettivo annuale con un tolleranza del 10%
- sia prevista un riduzione del corrispettivo regionale (fissata nel 30% per il terzo periodo regolatorio) per gli utenti che si impegnano ad effettuare prelievi concentrati nei periodi fuori punta (ossia dal maggio ad ottobre): in questo caso l'utente può utilizzare solamente il 10% della capacità conferita durante il periodo di punta, con penali del 30% del corrispettivo regionale annuale in caso di mancata ottemperanza.

Queste regole di prenotazione della capacità non rispecchiano le modalità operative che caratterizzano ad oggi (e caratterizzeranno nei prossimi anni) i cicli combinati, chiamati a operare con elevata modulazione ed elevata incertezza. Oltre quindi a rappresentare una aggiuntiva forma di rigidità, rendono impossibile per gli operatori anche lo sfruttamento delle flessibilità oggi concesse, come la premialità per chi concentra i prelievi nei periodo fuori punta, che ragionevolmente è di difficile previsione su base annuale per gli impianti termoelettrici.

In conclusione quindi, la permanenza di una struttura tariffaria a valle del PSV estremamente rigida, unita alla previsione dell'eliminazione della componente variabile a monte del PSV, non potrà che avere un impatto estremamente negativo per gli impianti termoelettrici alimentati a gas.

Innanzitutto, è altamente probabile che l'incremento dell'incidenza dei costi fissi si trasformi in un amento del costo variabile al mc del gas consumato complessivamente, sia per la riduzione progressiva dei *load factor* di utilizzo della capacità, sia perché l'eliminazione della componente CV potrebbe comportare anche aumenti delle componenti fisse a valle del PSV.

Tuttavia anche assumendo l'invarianza della spesa totale, un'elevata incidenza dei costi fissi aumenta la rischiosità legata alla variabilità delle condizioni di mercato, ossia della probabilità di non raggiungere livelli di marginalità positivi. L'esercizio condotto dimostra che tale aumento di rischiosità è sensibile anche se calcolato rispetto all'incidenza della "sola" componente del costo di trasporto del gas a valle del PSV, arrivando ad aumentare la probabilità di margini negativi del 23%. Tale probabilità sarebbe quindi ulteriormente inasprita dall'aumento dell'incidenza dei costi fissi anche per la parte di costo oggi a monte del PSV.

Tale aumento di rischiosità comporta anche una maggiore probabilità (a parità di altre condizioni di mercato) di uscita dal mercato degli impianti alimentati a gas e caratterizzati dalle condizioni maggiormente incerte. L'uscita degli impianti termoelettrici andrebbe tuttavia a

detrimento della sicurezza del sistema, che di tali impianti necessita per garantire l'integrazione delle rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico in condizioni di sicurezza. Inoltre rappresenterebbe per il sistema un costo rilevante, essendo il parco a gas ben lontano dall'esaurimento della vita utile e essendo caratterizzato da buoni livelli di efficienza media. Peraltro la scarsa correlazione tra efficienza e *load factor* medio non assicura che ad uscire sarebbero gli impianti meno efficienti o più vetusti.

Per consentire l'esercizio efficiente del mercato elettrico (e conseguentemente anche del mercato gas) sarebbe auspicabile che la regolazione riconoscesse le particolari modalità operative degli impianti a ciclo combinato e, in considerazione della centralità di questi impianti nel sistema energetico, adattasse la struttura dei costi di trasporto in modo da renderla più flessibile, tenendo in conto le specifiche peculiarità che caratterizzano il prelievo di questi soggetti.

A tale fine possono concorrere sia elementi direttamente legati alla struttura delle tariffe di trasporto, oggetto del documento di consultazione, sia elementi legati alla regolazione dell'accesso al sistema (non oggetto del documento di consultazione). In particolare:

- sarebbe auspicabile che non trovasse attuazione la proposta di trasformare la componente di costo variabile CV in una componente capacitiva
- parte dei costi a valle del PSV dovrebbero essere trasformati in costi variabili in luogo degli attuali costi fissi
- dovrebbe essere introdotta la possibilità di effettuare prenotazione della capacità in corso di anno termico (anche su base giornaliera) per i punti di uscita dalla rete nazionale e di riconsegna della rete regionale
- dovrebbero essere rimodulate le penali per scostamento, in modo da non penalizzare gli scostamenti di breve periodo e non sistematici (ad oggi anche il superamento in un solo giorno dell'anno della franchigia del 10% implica la maggiorazione del 10% del corrispettivo annuale)
- potrebbero essere ripensati gli incentivi ai prelievi nei periodi fuori di punta, in modo da essere usufruibili anche dagli impianti termoelettrici (ad esempio adottando tariffazione di tipo peak-load)

L'attuazione di queste modifiche potrebbe comportare un più efficiente utilizzo degli impianti oggi esistenti, con beneficio per i prezzi medi dell'energia elettrica, sia rispetto al segnale di scarsità che i prezzi assumono nei periodi di punta. Inoltre anche i consumi di gas verrebbero ottimizzati rispetto agli usi di fonti alternative, soprattutto nel fornire servizi di flessibilità e di dispacciamento. Infine, le modifiche proposte ridurrebbero la probabilità che alcuni di questi impianti vengano ritirati in tutto o in parte dal mercato, con ulteriore perdita di efficienza per il sistema.