

NEWSLETTER



n. 239 Gennaio 2020
Anno XXII

Osservatorio
energia

REF4E

Indice

01

MERCATO ELETTRICO

La fast reserve riduce il tasso di degrado delle batterie

pag. 04

Prosegue il percorso di definizione e implementazione del progetto pilota Fast Reserve. Chiariti alcuni dettagli sulle caratteristiche del servizio, importanti indicazioni per la formulazione di un business case che consenta la partecipazione dello storage provengono dall'analisi del miglioramento dei tassi di degrado garantiti da modalità più efficienti di utilizzo delle batterie

02

GAS NATURALE

Tariffe di distribuzione: stretta sulle Opex e incertezze per il V periodo regolatorio

pag. 08

Il periodo regolatorio 2020-2025 si apre, dal punto di vista metodologico, in sostanziale continuità con i precedenti, ma non per questo senza sorprese: la stretta sui ricavi riconosciuti è infatti importante, con riduzioni sia per le Capex che, soprattutto per le Opex; inoltre molte delle proposte emerse in fase di consultazione sono solo provvisoriamente rimandate. Tra queste spiccano i meccanismi incentivanti su Capex in caso di aggregazioni e anche la possibile riforma della struttura tariffaria, che potrebbe indicizzare il ricavo riconosciuto almeno parzialmente ai volumi. Notevoli quindi le incertezze sull'assetto regolatorio dei prossimi anni.

03

IMPRESE E ISTITUZIONI

Il Green Deal: un progetto europeo per il clima

pag. 16

Con il Green Deal per la prima volta l'Unione Europea propone di fissare obiettivi vincolanti di completa decarbonizzazione al 2050, accelerando il processo di armonizzazione del quadro normativo e regolatorio, e mettendo a disposizione gli strumenti finanziari, in parte ri-centralizzando la programmazione energetica e rilanciando il ruolo centrale dell'Unione Europea, laddove il clean energy package punta invece largamente sull'autodeterminazione degli obiettivi da parte dei paesi membri e sulla fiducia nelle forze di mercato. Ne potrebbe derivare il più ampio e complesso piano organico di riforme mai attuato.

Box - Le difficoltà di un accordo comune a livello mondiale

pag. 22

04

GARE GAS

Monitoraggio gare gas

pag. 24

Sale a 22 il numero delle gare avviate, di cui 2 già assegnate, 2 concluse ma in via di assegnazione, le restanti ancora aperte – la maggior parte solo per la fase iniziale di manifestazione di interesse. Rallentano, ma proseguono, le approvazioni da parte di ARERA degli scostamenti VIR/RAB superiori al 10%.

05

DATI DI MERCATO E SETTORI INCENTIVATI

pag. 28

06

INDICI: ITEC E MAGI

pag. 31

A photograph of a dense forest with tall, slender trees. Sunlight filters through the green canopy, creating a bright, hazy atmosphere with visible light rays. The scene is captured from a low angle, looking up at the trees.

01

Mercato elettrico

**La *fast reserve* riduce il tasso di
degrado delle batterie**

Prosegue il percorso di definizione e implementazione del progetto pilota Fast Reserve. Chiariti alcuni dettagli sulle caratteristiche del servizio, importanti indicazioni per la formulazione di un business case che consenta la partecipazione dello storage provengono dall'analisi del miglioramento dei tassi di degrado garantiti da modalità più efficienti di utilizzo delle batterie.

Il nuovo progetto pilota *Fast Reserve* si inserisce nel quadro delle attività condotte da Terna per far fronte a una penetrazione crescente di generazione rinnovabile e al contemporaneo *decommissioning* del carbone e riduzione della riserva. Il servizio ha lo scopo di approvvigionare una certa quantità di potenza per regolazione veloce di frequenza, al fine di garantire la stabilità della rete a fronte di una graduale dismissione di impianti sincroni e conseguente riduzione dell'inerzia del sistema. I partecipanti al servizio dovranno garantire tale potenza di regolazione in determinati periodi di disponibilità e saranno chiamati alla sua fornitura effettiva in seguito a variazioni significative della frequenza di rete o al diretto intervento di Terna.

Dopo gli ultimi chiarimenti sulle caratteristiche del servizio e la conclusione della consultazione, la procedura per l'implementazione del progetto *Fast Reserve* continuerà con la pubblicazione del regolamento finale e con l'asta per il servizio, programmata entro giugno 2020.

LE OPPORTUNITÀ DI BUSINESS PER LO STORAGE

Le specifiche tecniche del servizio *Fast Reserve*, che richiedono una fornitura ultra-rapida di potenza (al massimo in 1 secondo) sembrano particolarmente appropriate per sistemi di accumulo elettrochimico. I ricavi garantiti dalla fornitura del servizio d'altro

canto potrebbero rafforzare i *business plan* di impianti di stoccaggio a mercato ([Newsletter 237-238](#)). Attualmente, i ricavi attesi dalla partecipazione degli impianti di accumulo ai mercati (e in particolare al MSD) riuscirebbero prevedibilmente a coprire solo parzialmente il costo della tecnologia e sono soggetti a particolare volatilità. Attraverso la partecipazione al servizio *Fast Reserve*, lo storage otterrebbe un premio fisso legato alla capacità e potrebbe in questo modo stabilizzare una parte dei ricavi. D'altronde, è improbabile che la *Fast Reserve* possa costituire l'unica fonte di ricavi nel *business plan* dello storage. Come dimostrato ad esempio dal caso britannico, dove un servizio simile è stato richiesto dal TSO nel 2016, è probabile che l'elevata competizione e la quantità relativamente bassa di potenza richiesta riducano il prezzo di equilibrio, compromettendo l'effettiva remunerazione degli investimenti.

REVENUE STACKING: COME DIMENSIONARE LO STORAGE PER FAST RESERVE?

Nell'immediato futuro la redditività dello storage è dunque strettamente legata alla capacità di accedere contemporaneamente a molteplici fonti di ricavo. Al fine di valorizzare l'investimento, diventa fondamentale determinare il corretto dimensionamento della batteria e l'allocazione ottima delle risorse dello storage, sia in termini

NUOVE INDICAZIONI PER LA CONSULTAZIONE

La documentazione a supporto del procedimento di consultazione per il disegno del servizio *Fast Reserve*, pubblicata a Novembre 2019 e già commentata ([Newsletter 237-238](#)), è stata ampliata.

Una delle maggiori novità presenti nella documentazione aggiuntiva è rappresentata dalla suddivisione geografica della potenza richiesta. Terna aveva inizialmente previsto di approvvigionare 200 MW per *Fast Reserve* su Continente e Sicilia, riservandosi la possibilità di effettuare ulteriori ripartizioni entro la fine del periodo di consultazione. In questo contesto, è stato adesso specificato che i 200 MW saranno suddivisi in due aree di assegnazione: 100 MW nell'area Centro Nord (che comprende le zone di mercato Nord e Centro Nord) e 100 MW nell'area Centro Sud (che include le zone di mercato Centro Sud, Sud, Calabria e Sicilia). Confermati invece i 30 MW già previsti nella documentazione iniziale per la Sardegna.

di energia che di potenza, tra le varie attività (partecipazione a MGP, MSD, *Fast Reserve*, ...). Tale processo richiede la comparazione della redditività e delle incertezze intrinseche ai vari mercati e deve tenere conto delle differenze strutturali nella fornitura dei vari servizi.

Per integrare efficientemente la *Fast Reserve* in un contesto di *revenue stacking* è necessario tenere in considerazione diversi elementi economici e tecnici. Uno dei dubbi riguarda la possibile esclusione della fornitura di *Fast Reserve* dal programma di dispacciamento e conseguentemente la presenza di costi di sbilanciamento legati all'erogazione del servizio. Per quantificare l'entità di tali rischi, è fondamentale stimare la probabilità di attivazione del servizio.

VINCOLI TECNICI

L'effettiva fornitura di *Fast Reserve* verrà attivata secondo due modalità distinte: una risposta automatica a determinate escursioni di frequenza e un telepilotaggio remoto attivato da Terna. Nel primo caso è previsto un intervallo ammissibile per l'errore di frequenza che non comporta alcuna attivazione del servizio e che è delimitato dalla cosiddetta "soglia di banda morta". Qualora questa soglia venga superata, il dispositivo di *Fast Reserve* dovrà fornire per 30 secondi una risposta proporzionale all'errore di frequenza. Nel caso tale errore superi una seconda soglia (più alta di quella di banda morta) la risposta dovrà essere mantenuta nel tempo, fino al raggiungimento del vincolo energetico imposto da Terna (capacità energetica minima continuativa di 15 minuti in corrispondenza della potenza qualificata per il servizio). Siccome tale vincolo dovrà essere soddisfatto sia a salire che a scendere, sarà necessario riservare 0.5 MWh di capacità energetica per ogni MW di potenza qualificata per *Fast Reserve*. Questa condizione di capacità minima rappresenta uno dei punti chiave per dimensionare energia e potenza dello *storage* per *Fast Reserve* e diventa ancora più stringente quando si considera la modalità di fornitura del servizio con telepilotaggio.

In questo secondo caso, infatti, Terna ha richiesto che la capacità di "15 minuti a potenza qualificata per entrambi i versi di regolazione" sia garantita per ogni 2 ore consecutive nel blocco di ore di disponibilità. Nel caso limite in cui la *Fast Reserve* venga attivata per 15 minuti alla fine di un blocco di 2 ore e per altri 15 minuti all'inizio immediato del successivo, non sarà possibile effettuare alcuna correzione intermedia dell'energia immagazzinata nella batteria. Questo sembra implicare la necessità di riservare una capacità energetica pari a 30 minuti di potenza qualificata sia a scendere che a salire. In altre parole, nel dimensionamento della batteria, sarà necessario considerare almeno 1 MWh di capacità energetica per ogni MW di potenza qualificata per *Fast Reserve*.

Ulteriori vincoli di potenza sono imposti dalla necessità di modulare la capacità energetica della batteria tra una fornitura del servizio e la successiva. Nei periodi di disponibilità al servizio, la modulazione può avvenire solo nell'intervallo di banda morta della frequenza e la relativa potenza attiva deve essere nei limiti del 25% della potenza qualificata per *Fast Reserve* "senza compromettere in ogni caso la disponibilità del servizio" (cioè in aggiunta alla potenza effettivamente qualificata per *Fast Reserve*). Si stima che, per garantire tutti gli altri vincoli menzionati finora, per ogni MW di potenza qualificata al servizio sarà necessario considerare tra 1.1 MW e 1.25 MW di potenza per il dimensionamento della batteria.

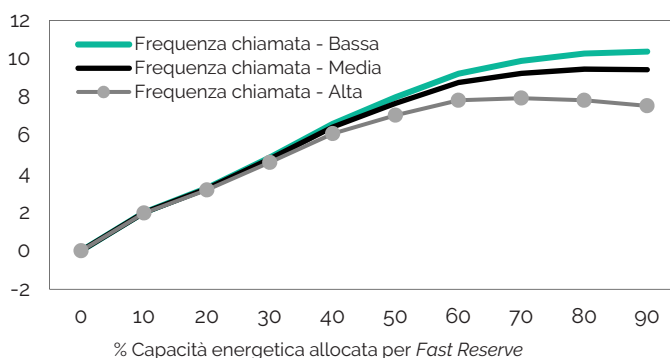
PECULIARITÀ STRUTTURALI DEL SERVIZIO

Nella definizione di un *business case* per *storage* che consideri la partecipazione a vari servizi, è importante evidenziare alcuni elementi distintivi della *Fast Reserve* rispetto per esempio all'attività sui mercati MGP e MSD. Si è già menzionato come la *Fast Reserve* possa garantire allo *storage* un premio fisso per la capacità fornita che non è soggetto alle oscillazioni e alle incertezze dei prezzi di mercato. Ulteriori vantaggi sono garantiti dal fatto che il servizio opererà a chiamata e che la potenza messa a disposizione verrà effettivamente

utilizzata per fornire regolazione di frequenza solo in specifiche condizioni di sistema.

Uno dei principali ostacoli alla realizzazione di investimenti nell'accumulo elettrochimico è stato il rapido degrado delle batterie a seguito del loro ripetuto utilizzo. Per esempio, la partecipazione dello *storage* a MGP e MSD richiede di effettuare quotidianamente dei cicli di carica/scarica che riducono la vita utile della batteria e inevitabilmente impattano negativamente i profitti dell'investimento. Questo fenomeno di degrado è attenuato se parte della capacità energetica della batteria viene allocata per *Fast Reserve* e quindi utilizzata saltuariamente, solo in corrispondenza dell'effettiva chiamata alla fornitura del servizio. Nel contesto delle analisi di REF-E sul valore della *Fast Reserve* in vista della futura asta, la riduzione del degrado sembra non essere trascurabile. I primi studi effettuati in un contesto di *revenue stacking* mostrano (**Figura 1**) come l'utilizzo di una percentuale rilevante della capacità energetica della batteria per *Fast Reserve* (anziché per partecipazione sui mercati giornalieri) possa ridurre fino al 10% i costi di degrado, beneficio che va contestualizzato nell'ambito dei diversi profitti associati a ciascuna allocazione.

FIGURA 1. RIDUZIONE % DEI COSTI DI DEGRADO DELLA BATTERIA



Fonte: stime ed elaborazioni REF-E

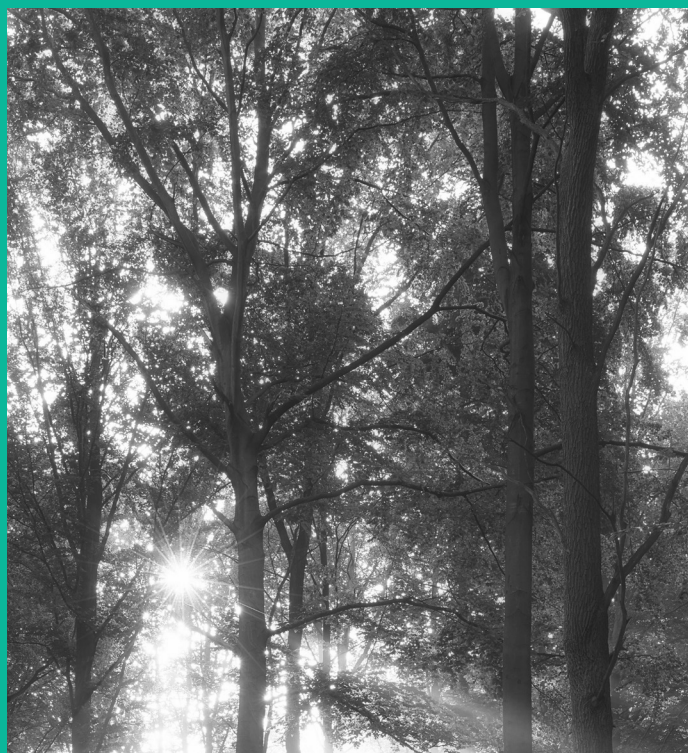
La *Fast Reserve* costituisce una promettente fonte di ricavi aggiuntiva per sistemi di accumulo. Al fine di massimizzare i ricavi in un paradigma di *revenue stacking*, una ripartizione efficiente delle risorse dello *storage* tra la partecipazione ai mercati e la fornitura di *Fast Reserve* non può prescindere dalle caratteristiche specifiche e dai vantaggi intrinseci di questo servizio. Al netto dei parametri tecnici e dei vincoli di dimensionamento, l'attivazione saltuaria della *Fast Reserve* garantisce una riduzione non trascurabile del degrado della batteria e dei relativi costi rispetto ad altre attività, aumentando sostanzialmente l'attrattività del servizio.

An aerial photograph of a dense, green forest. A winding road with orange dashed lines runs diagonally across the upper right portion of the image. The text '02' is in the top right corner.

Mercato gas naturale

Tariffe di distribuzione: stretta sulle *Opex* e incertezze per il V periodo regolatorio

Il periodo regolatorio 2020-2025 si apre, dal punto di vista metodologico, in sostanziale continuità con i precedenti, ma non per questo senza sorprese: la stretta sui ricavi riconosciuti è infatti importante, con riduzioni sia per le Capex che, soprattutto per le Opex; inoltre molte delle proposte emerse in fase di consultazione sono solo provvisoriamente rimandate. Tra queste spiccano i meccanismi incentivanti su Capex in caso di aggregazioni e anche la possibile riforma della struttura tariffaria, che potrebbe indicizzare il ricavo riconosciuto almeno parzialmente ai volumi. Notevoli quindi le incertezze sull'assetto regolatorio dei prossimi anni.



La regolazione tariffaria è chiamata a sfide sempre maggiori. Nella distribuzione del gas, in particolare, le questioni aperte sono molte: superare lo stallo della riforma delle modalità di affidamento delle concessioni, non ostacolare il percorso di decarbonizzazione e al tempo stesso sostenere la crescita del settore – in particolare rispetto alle esigenze di metanizzazione della Sardegna. A fronte delle diverse e numerose proposte emerse in sede di consultazione ([DCO 410/2019/R/gas](#)), alcune fortemente innovative, sembra aver prevalso almeno per ora l'esigenza di continuità ([Delibera 570/2019/R/gas](#)). Il V periodo regolatorio (2020-2025) si apre quindi, dal punto di vista metodologico, in sostanziale continuità con i precedenti, con la riproposizione di un impianto tariffario immutato: *Capex* riconosciute a piè di lista e remunerate a *WACC*, *Opex* riconosciute su base standard (o meglio *benchmark* rispetto alle medie di settore), disaccoppiamento tra tariffe per i clienti e ricavi per le imprese, con perequazione per macro-area. Non per questo l'avvio del nuovo periodo di regolazione è indolore per le imprese: la stretta sui ricavi riconosciuti è infatti importante, con riduzioni sia per le *Capex* (riduzione del *WACC*) che, soprattutto per le *Opex*; inoltre molte delle proposte emerse in fase di consultazione sono solo rimandate con l'obiettivo di attuarle nel costo del periodo regolatorio. Tra queste spiccano oltre ai meccanismi incentivanti su *Capex* aggregazioni, anche la possibile riforma della struttura tariffaria, che potrebbe indicizzare il ricavo riconosciuto almeno parzialmente ai volumi, riducendo la garanzia sui ricavi oggi goduta dalle imprese. L'avvio del periodo regolatorio lascia dunque le imprese con notevoli incertezze sull'assetto regolatorio dei prossimi anni.

COSTI OPERATIVI

LIVELLI INIZIALI INFERIORI E X-FACTOR ELEVATI

Il criterio del *price cap* e la regolazione asimmetrica con matrice sulla base di dimensione e densità dei clienti delle imprese sono stati confermati.

- Il livello iniziale al 2020 è fissato, in logica di *profit sharing* rispetto ai recuperi di produttività del IV periodo regolatorio (2014-2019), pari alla media ponderata tra i costi effettivi, contenuti nella contabilità regolatoria e in linea con i bilanci delle imprese del 2018, e i costi riconosciuti nel medesimo anno. Il peso dei costi effettivi è stato rivisto al rialzo al 50%, rispetto al 40% del IV periodo regolatorio e al massimo valore del *range* proposto nel primo documento di consultazione ([DCO 170/2019/R/gas](#)).
- Il recupero di produttività (*x-factor*) viene tarato diversamente per le categorie di imprese:
 - per le imprese di grandi dimensioni (>300mila clienti) in modo da riassorbire entro il 2026 la differenza tra i costi effettivi e i costi riconosciuti registrati al 2018
 - per le imprese di medie dimensioni (tra 50mila e 300mila clienti) in modo da dimezzare entro il 2026 la differenza tra costi riconosciuti di questa categoria con quelli delle grandi
 - per le imprese di piccole dimensioni (meno di 50mila clienti) in modo da dimezzare entro il 2026 la differenza tra costi riconosciuti di questa categoria con quelli delle medie.

L'applicazione di questo metodo, come già detto non sostanzialmente difforme da quello adottato in passato, ha portato a una stretta sui livelli delle *Opex* riconosciute mai vista in passato, mostrando:

- per quanto riguarda i livelli iniziali, una riduzione rispetto al costo riconosciuto nel 2019 del 19% per le imprese di grande dimensione (pari a 7 €/PDR), del 15% per le medie (6 €/PDR) e del 9% per le piccole (4,2 €/PDR)
- l'*x-factor* è stato invece fissato a 3,53% per le imprese di grande dimensione, 4,79% per quelle di

media dimensione e 6.59% per le piccole. Con un aumento quindi rispetto all'1.7% e 2.5% rispettivi del periodo precedente.

Questi valori implicano livelli delle *Opex* riconosciute sostanzialmente inferiori a quelli attesi anche a valle della consultazione (si veda ad esempio [Newsletter 237-238](#) per le stime REF-E) con impatto sui ricavi mediamente di 5/6 €/PDR, per un totale di più di 100 milioni di euro (Figura 1).

La motivazione tecnica di questa contrazione sembra risiedere nei livelli dei costi effettivi al 2018, in particolare quelli delle imprese grandi, che guidano le traiettorie anche per tutte le altre.

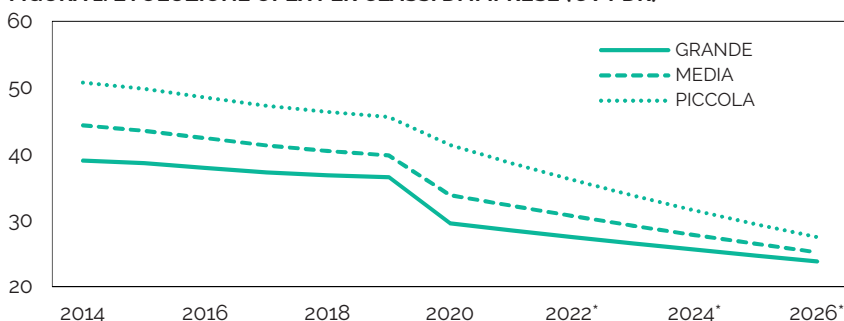
ARERA non ha reso noti i valori utilizzati. Tuttavia, la ricostruzione da noi effettuata porta a stime dei costi effettivi usati per la fissazione dei livelli iniziali al 2020 notevolmente inferiori a quelli

pubblicati da ARERA in occasione della revisione infra-periodo (DCO 629/2019) e che implicherebbero una notevole accelerazione dei percorsi di efficientamento di tutte le categorie di imprese (Tabella 1). Nel DCO stesso ARERA aveva messo in guardia rispetto alla difficoltà di ottenere campioni coerenti nel tempo che consentissero analisi solide delle traiettorie di efficientamento. Le differenze di campionamento potrebbero dunque falsare i confronti, soprattutto per la categoria di imprese grandi, che include solo 7 imprese. Tuttavia le differenze rimangono rilevanti.

LA COMMERCIALIZZAZIONE

Anche la remunerazione della commercializzazione si ha su base standardizzata. Tradizionalmente questa componente non è stata oggetto di *price cap* e, una volta fissata a inizio periodo, viene aggiornata solo con l'inflazione. Questa scelta era sostenuta anche dal forte aumento dei costi operativi effettivi registrati dall'ARERA dall'analisi dei bilanci comunicati dagli operatori nel periodo 2011-2015, pari al 23.5% (Tabelle 2). Per il V periodo è stata invece introdotta una richiesta di efficientamento anche per questa componente, con un *l-x-factor* peraltro non basso, e pari all'1.57%, che porterà il costo riconosciuto per la funzione di fatturazione da 1.8€/PDR del 2020 (-9% rispetto al 2019) a 1.67 nel 2026 (senza considerare l'inflazione), o 1.77 assumendo una inflazione dell'1% annuo. Anche per la commercializzazione ARERA specifica che la riduzione non rappresenta una richiesta di efficientamento ma risponde all'obiettivo di estrarre i recuperi di produttività mediamente conseguiti dal settore nel IV periodo regolatorio.

FIGURA 1. EVOLUZIONE OPEX PER CLASSI DI IMPRESE (€ /PDR)



* Proiezioni riferite a imprese a densità media

Nota: inflazione considerata pari all'1%

Fonte: stime REF-E su dati ARERA

TABELLA 1. COSTI OPERATIVI EFFETTIVI DISTRIBUZIONE €/PDR

	2011	2012	2013	2014	2015	var % 15/11	2018		var % 18/15	
							min	max	min	max
GRANDE	34	32	36	31	32	-5.5%	21	25	-21%	-34%
MEDIA	46	44	47	42	40	-11.5%	28	33	-18%	-31%
PICCOLA	68	64	64	58	57	-15.9%	38	45	-21%	-33%

Fonte: ARERA, 2018 stime REF-E utilizzando metodo delibera 570/19

TABELLA 2. COMMERCIALIZZAZIONE €/PDR

Costi operativi	2011	2012	2013	2014	2015
	1.62	1.98	2.02	2.29	2
Costi riconosciuti	2014	2015	2016	2017	2018
	1.19	1.2	1.2	2	2.01

Fonte: ARERA

LA REMUNERAZIONE DEL CAPITALE INVESTITO

LA REVISIONE DEL RIDUCE IL WACC

Il WACC (*weighted average cost of capital*) è un parametro fondamentale per la determinazione dei ricavi delle imprese. Rappresenta infatti il tasso di remunerazione del capitale investito, che costituisce la parte più rilevante dei ricavi riconosciuti. È anche il parametro maggiormente monitorato dagli investitori, in quanto misura della redditività dell'investimento. Il WACC riflette i costi di finanziamento dell'attività e è completamente standardizzato, essendo fissato e aggiornato attraverso una formula che contiene sia parametri di mercato (come il *risk free*, il rischio paese, i rendimenti medi di mercato, la tassazione, l'inflazione attuate e attesa) che parametri tipici delle imprese di distribuzione, stimati da ARERA (rischio specifico, *gearing*). In occasione della revisione tariffaria all'inizio di un nuovo periodo regolatorio può essere aggiornato solo il parametro di rischiosità settoriale mentre gli altri vengono aggiornati per tutti i settori regolatori dell'energia con tempistiche diverse, il prossimo aggiornamento è previsto per il 2022. L'ultimo aggiornamento del WACC (Delibera 639/2018) aveva accordato un aumento dello 0.2% per i servizi di distribuzione e misura a causa dell'aumento della componente di rischio paese, che aveva compensato l'effetto della maggiorazione del *gearing*.

Per il nuovo periodo l'ARERA ha uniformato il valore del per i servizi di misura e distribuzione, fissandolo a 0.439, mentre l'aggiornamento del *gearing* è stato rinviato al 2022. Nonostante la quasi (e scontata) contrarietà delle imprese all'unificazione dei i profili di rischio per i due diversi settori sono stati ritenuti equiparabili. Dopo la fase iniziale d'installazione degli *smart meter* in cui è stato riconosciuto alle imprese un WACC superiore a quello della distribuzione a causa del rischio tecnologico di un eventuale malfunzionamento degli stessi, tale difficoltà di settore è ormai considerata superata.

Il valore dei due servizi è stato dunque fissato a un livello uguale a quello previsto per la distribuzione. Per il nuovo periodo regolatorio il WACC sarà dunque pari a 6.3% per entrambi i servizi (**Tabella 3**).

TABELLA 3. WACC PER DISTRIBUZIONE E MISURA

	2019		2020
	Distribuzione	Misura	Distribuzione+Misura
<i>Gearing</i> (D/(D+E))	0.444	0.444	0.444
<i>beta asset</i>	0.439	0.502	0.439
<i>beta levered</i>	0.705	0.807	0.705
<i>Ke</i>	5.78%	6.34%	5.78%
<i>Kd</i>	2.40%	2.40%	2.40%
WACC	6.3%	6.8%	6.3%

Fonte: ARERA

La riduzione dello 0.2% del WACC per il servizio di misura comporta un calo dei ricavi stimabile in circa 10 milioni di euro l'anno. A livello di PDR si tratta di circa 0,60 centesimi di euro in meno, ossia una riduzione del 7.5% rispetto al valore precedente.

INVESTIMENTI: CONFERMATO IL COSTO STORICO

Il principio generale di valutazione degli investimenti nel capitale di località basato sul metodo del costo storico rivalutato è stato confermato.

Per i nuovi investimenti, dovrebbe prendere vita un sistema di premi e penalità fondato sui costi standard. Il disegno di questo incentivo, lanciato nella fase iniziale della consultazione, prevede maggiorazioni o riduzioni del livello del WACC in caso di minori o maggiori costi rispetto ai costi standard degli investimenti. La definizione dei costi standard sugli investimenti di rete e di un metodo per applicarli che tenga conto delle diverse specificità, è il punto più delicato del meccanismo e diversi tentativi sono già stati fatti in passato, tutti andati a vuoto per mancanza di consenso da parte degli operatori. Di nuovo l'ARERA pone l'obiettivo di definire il livello dei costi standard nei prossimi due anni, lavorando insieme agli *stakeholder*.

Gli incentivi sul WACC non sono l'unico strumento pensato da ARERA per favorire scelte efficienti in tema di nuovi investimenti. Gli investimenti infrastrutturali potranno in futuro, come regola generale, ottenere il riconoscimento tariffario solo in caso di esito positivo di un'apposita analisi costi-benefici. Per il settore della distribuzione l'analisi costi benefici è per ora limitata agli investimenti che vengono previsti in sede di gara per l'affidamento della concessione per ATEM. È stata a tal proposito ribadita la necessità di predisporre ulteriori approfondimenti in relazione alle linee guida (già abbozzate durante la consultazione) per lo svolgimento di analisi costi-benefici per le decisioni di sviluppo infrastrutturale. Su questo aspetto tuttavia non sono stati fatti passi avanti e non esiste al momento nemmeno una data obiettivo per la conclusione dei lavori.

Per i costi di misura invece è stato confermato il criterio misto per la valutazione degli investimenti tra costi standard e costi effettivi, mentre rimane un obiettivo, con avvio di procedimento per la finalizzazione entro i prossimi tre anni, la definizione di costi standard parametrici per i costi centralizzati della misura, ossia per le infrastrutture di telelettura e telegestione.

UN REGIME MISTO PER I CONTRIBUTI CONGELATI

All'inizio del IV periodo regolatorio era stata modificata la regola generale di contabilizzazione dei contributi pubblici e privati per il calcolo delle tariffe. Da un regime di deduzione (che prevede la sottrazione del valore lordo del contributo dal valore del capitale investito netto) si è passati a un regime di detrazione che prevede la sottrazione dal valore del capitale investito del valore dei contributi già degradato. L'applicazione della nuova regola avrebbe comportato una riduzione sensibile dei ricavi per molti operatori. Infatti, con la nuova regola viene generalmente rivalutato il capitale investito netto (perché i contributi si tolgono degradati) ma si riduce la remunerazione degli ammortamenti, che nel primo caso vengono remunerati sul valore al lordo dei contributi, nel secondo invece sul valore netto. Per fare un esempio limite, per cespiti finanziati al 100% da contributi, con il regime di deduzione vengono comunque remunerati gli ammortamenti per l'intera vita utile calcolati sul valore lordo prima del finanziamento, nel caso di detrazione invece la remunerazione è nulla per l'intera vita del cespite. Per ridurre l'impatto del cambiamento si è dunque deciso un regime transitorio e misto. Per i contributi ottenuti dopo il 2012 si applica la nuova regola, per quelli ricevuti precedentemente, si è decisa l'applicazione di un metodo misto e graduale. Tale metodo consiste nel sottoporre a degrado solamente il 20% dello stock di contributi, degradandoli per una quota annua standard crescente nel periodo da 1.6% al 2.4%. Questa regola ha permesso una riduzione molto contenuta dei ricavi regolati, con impatti differenziati da impresa a impresa in base all'ammontare effettivo dello stock di contributi. Nel V periodo, gli operatori temevano che lo "scongelo" della quota non degradata portasse a un nuovo impatto negativo sui ricavi. In questo caso è stato però confermato un approccio di gradualità. Lo scongelamento è infatti progressivo nel tempo e a fine periodo sarà del 3.5% mentre le quote di degrado annuo sono state sostanzialmente confermate da 2.06% a inizio periodo a 2.4% a fine periodo. L'idea è di continuare lo scongelamento progressivo anche nei prossimi periodi regolatori.

POSTICIPATI GLI INCENTIVI ALLE AGGREGAZIONI TRA OPERATORI

Il perseguimento dell'obiettivo di favorire le aggregazioni tra gli operatori di piccole e medie dimensioni è un argomento rilevante dato il continuo stallo dello svolgimento delle gare d'ambito. La creazione di realtà con maggiore forza competitiva è uno degli obiettivi dell'ARERA. Tuttavia, la possibilità di prevedere incentivi per le aggregazioni tra imprese piccole e medie è stata vista come una misura discriminatoria nei confronti delle imprese di grandi dimensioni in quanto potrebbe alterare gli equilibri concorrenziali.

Tuttavia la riduzione dei costi operativi per l'anno 2020 e gli *x-factor* più alti rispetto al periodo precedente possono essere molto gravosi per le piccole imprese e percepiti come un implicito monito a procedere verso un'aggregazione per efficientare la gestione sfruttando economie di scala.

Nel documento di consultazione erano stati fatti riferimenti specifici ai possibili incentivi sia per i costi operativi che per i costi di capitale legati alle aggregazioni:

- aumento dell'1.5% annuo fino alla conclusione del periodo regolatorio dei costi operativi riconosciuti per aggregazioni tra imprese di medie dimensioni
- mancata revisione dei costi operativi delle due imprese in seguito all'aggregazione tra un'impresa media e una piccola. Il valore dei costi operativi sarebbe rimasto quello precedente alla fusione, garantendo una rilevanza maggiore nel caso dell'impresa di piccole dimensioni
- iscrizione a valore tariffario della *RAB* rivalutata parametrica nel caso di località caratterizzata da *RAB* depresse
- iscrizione a valore tariffario del valore di rimborso nel caso in cui questo sia stato base per l'aggregazione

La realizzabilità di queste misure non è stata approfondita da ARERA lasciando molti dubbi sulla loro effettiva applicazione. In particolare, in risposta alla consultazione sono state sollevate critiche riguardo il riconoscimento anticipato del valore di rimborso in sede di incentivi sui costi di capitale. Questo potrebbe infatti ridurre il potenziale dello sconto tariffario in sede di gara comportando effetti negativi sulla concorrenza.

Date le molte difficoltà per l'implementazione e l'esiguo margine temporale per l'approvazione della regolazione tariffaria per il V periodo regolatorio, l'ARERA ha posticipato l'adozione di un provvedimento ad hoc entro fine giugno 2020. Il futuro documento sarà applicabile anche alle aggregazioni concluse nel 2019 e riguarderà misure volte a favorire sia l'aggregazione a livello di ATEM sia ad aggregazioni effettuate a livello nazionale.

SARDEGNA E RETI ISOLATE

La questione delle modalità di metanizzazione della Sardegna rimane in sospeso: l'ARERA ha infatti rimandato la decisione relativa all'opportunità di inserire nei piani di trasporto il progetto di metanizzazione presentato congiuntamente da Snam e SGI in attesa dei risultati dello studio indipendente che valuterà i costi e i benefici della dorsale sarda. Nonostante ciò proseguono i progetti per la realizzazione delle reti di distribuzione e dei depositi di GNL che, in alternativa o in attesa della dorsale, potrebbero essere collegati tramite reti virtuali di carri bombolai o di autocisterne criogeniche per il trasporto del GNL con vaporizzazione in loco. La regolazione di questo segmento dunque prosegue. Mentre arriva la conferma dell'ARERA in merito alla creazione di un nuovo ambito tariffario per la Sardegna, nonostante le proteste degli operatori, vengono però introdotti due correttivi:

- le reti isolate alimentate a GNL o a carro bombolaio, quindi escluse quelle alimentate a GPL o a gas manufatti, sia sarde che no, possono chiedere, se esiste un progetto di connessione alla rete, di essere inserite nel meccanismo regolatorio delle reti di distribuzione del gas naturale, ma per le imprese sarde non esiste il limite dei cinque anni (a partire dal 2021) che limita il periodo transitorio per le imprese del continente
- in questo caso, ai clienti sardi verrà applicata una tariffa calcolata sui costi della Sardegna, tuttavia per i primi tre anni verrà applicata una componente (probabilmente negativa) che riporterà il costo pagato dagli utilizzatori della rete al livello di quelle dell'ambito meridionale.

Nel caso in cui le reti rimangano soggette alla regolazione delle reti isolate la perequazione non è possibile se non a livello di impresa e regione, non esiste il *decoupling* tra tariffe ottenute dall'impresa e tariffe pagate dai clienti finali.

Le imprese rimangono parzialmente esposte al rischio volume, mentre tutte sono esposte al rischio connessione (i ricavi sono comunque garantiti per PDR allacciato).

La **tabella 4** riporta un sintetico confronto dei regimi tariffari.

TABELLA 4. REGIMI TARIFFARI A CONFRONTO

Riforme previste	Reti connesse	Reti isolate
Capex Reti	Costo sottrico	Costo sottrico
Opex reti	Costo standard	Basato su costo standard
Capex e Opex Misura	Costo storico	Costo storico
Capex depositi, vaporizzatori, infrastrutture per scarico carri CNG	NO	Costo storico
Commericalizzazione	Costo standard	NO
Perequazione territoriale	Macro area	Per regione/impresa
Garanzia dei ricavi	Totale	Parziale

Fonte: ARERA



03

Imprese e istituzioni

Il *Green Deal*: un progetto europeo per il clima

Con il Green Deal per la prima volta l'Unione Europea propone di fissare obiettivi vincolanti di completa decarbonizzazione al 2050, accelerando il processo di armonizzazione del quadro normativo e regolatorio, e mettendo a disposizione gli strumenti finanziari, in parte ri-centralizzando la programmazione energetica e rilanciando il ruolo centrale dell'Unione Europea, laddove il clean energy package punta invece largamente sull'autodeterminazione degli obiettivi da parte dei paesi membri e sulla fiducia nelle forze di mercato. Ne potrebbe derivare il più ampio e complesso piano organico di riforme mai attuato.

Uno dei punti qualificanti del programma politico della Commissione Europea, insediata di recente e che rimarrà in carica fino al 2024, è stata la definizione di una strategia per il raggiungimento di 0 emissioni nette di CO₂ al 2050, strategia raccolta in un progetto che ha preso il nome di *Green Deal* ([COM 2019 640 final](#)), già comunicato e recepito dal Parlamento Europeo con una risoluzione non vincolante approvata con larga maggioranza.

Il raggiungimento della neutralità climatica (emissioni nette nulle) implica l'abbandono quasi totale dell'utilizzo delle fonti fossili e l'implementazione di progetti di assorbimento della CO₂, come riforestazione o cattura e stoccaggio, per compensare le emissioni residue di quei settori per cui il combustibile fossile non riesce a essere completamente abbandonato entro il 2050 (ad esempio è previsto un consumo residuo nel settore dei trasporti).

La strategia definita nel *green deal* affronta a livello embrionale possibili soluzioni per la riduzione di gas serra in tutti i settori maggiormente inquinanti. Il *Green Deal* europeo, in analogia con l'omonimo *deal* americano degli anni Venti, è dunque un piano di riforma organico che coinvolge tutti i settori con l'obiettivo di dare una svolta definitiva alla transizione energetica.

L'idea di una Unione Europea in grado di aprire la strada a soluzioni di decarbonizzazione avanzata non è nuova: la prima *Roadmap* per il passaggio a un'economia a basso contenuto di CO₂ è del 2011 (COM 2011/885), successivamente rafforzata con definizione di una strategia di lungo termine verso la neutralità energetica (COM 2018/773). Nel [Clean Energy package](#) è stato chiesto per la prima volta agli paesi membri di implementare nelle politiche nazionali una visione di lungo termine, e la Direttiva *Governance* richiede che insieme ai piani nazionali energia e clima, che definiscono strumenti e traiettorie per il raggiungimento dei *target* 2030, venga invitata alla Commissione anche una strategia di lungo termine.

Con il *Green Deal* per la prima volta si propone di

fissare obiettivi vincolanti al 2050, di accelerare nel processo di armonizzazione del quadro normativo e regolatorio europeo, che deve essere complessivamente e velocemente improntato a favorire la transizione energetica, e di mettere a disposizione gli strumenti finanziari per il raggiungimento di questi obiettivi, in parte ricentrando la programmazione energetica e rilanciando il ruolo centrale dell'Unione Europea, laddove il *Clean Energy Package* punta invece largamente sull'auto determinazione degli obiettivi da parte degli paesi membri e sulla fiducia nelle forze di mercato.

I PUNTI DEL GREEN DEAL

Il *green deal*, partendo dall'analisi della situazione attuale in Europa e dei miglioramenti necessari, individua una *roadmap* di azioni legislative e riforme chiave da effettuare entro la fine del 2021¹. Si tratta di 47 iniziative, legate a 10 macro-settori, funzionali al perseguimento del più ampio obiettivo di raggiungere le 0 emissioni nette al 2050. Se realizzata, rispetto a quanto fatto finora, si tratterebbe della più ampia azione intrapresa a livello comunitario.

Le ambizioni in materia di clima (**Tabella 1**) sono il primo punto del programma e contengono le proposte centrali: una normativa europea sul clima che come già detto fissi obiettivi vincolanti di decarbonizzazione entro il 2050.

L'obiettivo è di arrivare a una proposta normativa entro 100 giorni dall'insediamento della Commissione, dandosi poi un anno di tempo per adeguare le direttive già in essere e che sono funzionali al raggiungimento degli obiettivi, incentrato sui seguenti punti:

- presentazione di un piano per aumentare gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra al 2030 tra il 50% e il 55% rispetto ai livelli del 1990, rivedendo dunque i target del pur recente *Clean Energy Package*. Per il 2030 è attualmente prevista una riduzione del 40% dei gas serra rispetto ai valori del 1990, livello che porrebbe su una traiettoria che difficilmente può portare

¹ La programmazione dei lavori della Commissione per il 2020 definirà con maggiore chiarezza le tempistiche delle azioni previste nell'anno in corso.

TABELLA 1. AZIONI LEGISLATIVE LEGATE ALL'AMBIZIONE IN MATERIA DI CLIMA

AZIONI	ATTUAZIONE
Proposta di una normativa europea sul clima che sancisca l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050	Marzo 2020
Piano globale per portare l'obiettivo dell'UE per il 2030 in materia di clima ad almeno il 50 % e verso il 55 % in modo responsabile	Estate 2020
Proposte di revisione delle misure legislative pertinenti al fine di conseguire obiettivi ambiziosi in materia di clima, in seguito alla revisione della direttiva sul sistema per lo scambio di quote di emissioni; regolamento sulla condivisione degli sforzi; regolamento sull'uso del suolo, il cambiamento di uso del suolo e la silvicoltura; direttiva sull'efficienza energetica; direttiva sulle energie rinnovabili; norme relative ai livelli di prestazione di autovetture e furgoni per quanto riguarda le emissioni di CO ₂	Giugno 2021
Proposta di revisione della direttiva sulla tassazione dell'energia	Giugno 2021
Proposta di un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere per determinati settori	2021
Nuova strategia dell'UE di adattamento ai cambiamenti climatici	2020/2021

Fonte: Commissione Europea

a riduzioni superiori all'80% al 2050, lasciando al periodo successivo il raggiungimento della definitiva neutralità climatica. I Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima (PNIEC), inviati dagli paesi membri per il riesame definitivo alla Commissione a fine 2019 dovrebbero prevedere le azioni da intraprendere per la realizzazione degli obiettivi contenuti nel *Clean Energy Package*, ma non sono ancora state definite le tempistiche per la futura integrazione dei PNIEC con i nuovi obiettivi al 2030 previsti dal *Green Deal*. Tuttavia, la Commissione sembra lavorare per far sì che al primo monitoraggio dei PNIEC, previsto per il 2023, questi saranno già integrati con i nuovi obiettivi

- revisione di molti degli strumenti attualmente in vigore nella normativa europea: l'*Emission Trading System*, per la quale si sta valutando l'estensione a nuovi settori, gli obiettivi degli paesi membri di riduzione delle emissioni in settori al di fuori dell'*Emission trading System*, il regolamento sull'uso del suolo e la silvicoltura
- reinserimento l'*Effort Sharing Regulation* che prevede una decisione centralizzata degli obiettivi da raggiungere, in contrasto con quanto previsto dal Regolamento sulla *governance* (UE

2018/1999) in cui ogni stato membro fissa i propri obiettivi nazionali

- modifiche alla Direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici al fine di dare maggiore rilevanza agli aspetti ambientali con l'obiettivo aggiuntivo di adottare proposte in questo settore mediante la procedura legislativa ordinaria con votazione a maggioranza qualificata anziché all'unanimità.

Gli altri settori di intervento riguardano una molteplicità di aspetti:

- garantire l'approvvigionamento di energia pulita economica e sicura attraverso la costruzione di infrastrutture intelligenti allineando il regolamento europeo TEN-E all'obiettivo di neutralità climatica
- mobilitare l'industria per un'economia pulita e circolare con l'adozione di una strategia industriale dell'Unione Europea che punti alla decarbonizzazione e modernizzazione delle industrie ad alta intensità energetica (acciaio, chimica e cemento). Il piano per l'economia circolare include invece una politica per la sostenibilità dei prodotti con priorità alla riduzione e al riutilizzo dei materiali prima del loro riciclaggio
- incrementare l'efficienza energetica degli edifici con estesi programmi di ristrutturazioni. Le proposte includono sia incentivi per interventi di efficientamento sia la rimozione degli ostacoli normativi nazionali che frenano gli investimenti
- sviluppare la mobilità sostenibile tramite l'estensione dell'*Emission Trading System* anche al settore marittimo, la riduzione delle quote assegnate gratuitamente alle compagnie aeree, lo sviluppo dell'infrastruttura di ricarica per le macchine elettriche e l'imposizione di nuovi vincoli più stringenti per la quota massima di CO₂ per chilometro
- aumento delle quote dei bilanci della politica agricola comune e del fondo per gli affari marittimi e la pesca da destinare all'azione per il clima. È inoltre previsto che i piani strategici per l'agricoltura dei paesi membri riflettano da subito l'ambizione del *green deal* e che quindi includano una significativa riduzione dell'uso di pesticidi

chimici e fertilizzanti

- tutela degli ecosistemi e della biodiversità con la presentazione di una strategia, da delineare entro il 2021, che preveda obiettivi globali e misure specifiche
- migliorare la dell'ambiente attraverso un piano d'azione per l'inquinamento zero di aria, acqua e suolo che comprenda la revisione della normativa vigente per allinearla alle raccomandazioni dell'Organizzazione Mondiale della Sanità
- migliorare il dialogo tra l'Unione Europea gli altri paesi per una migliore cooperazione per il raggiungimento dei *target* fissati dall'accordo di Parigi
- aumentare la consapevolezza dei cittadini (patto europeo per il clima) attraverso una migliore condivisione delle informazioni favoreggiamento delle iniziative dei cittadini in materia di cambiamenti climatici.

L'ambizione di procedere rapidamente a un ampio insieme di riforme si scontra con le tempistiche formali di approvazione dettate dalla procedura legislativa ordinaria. Le proposte dalla Commissione Europea dovranno essere approvate dal Parlamento di comune accordo con il Consiglio Europeo, salvo poi, in caso di mancato accordo, l'intervento del comitato di riconciliazione. Proprio per il rifiuto del Consiglio Europeo, a causa del voto contrario della Polonia, lo scorso dicembre è saltata la prima chance di inserire nei programmi dell'Unione Europea il raggiungimento delle 0 emissioni nette al 2050.

DAZI ALLA FRONTIERA PER IMPORTAZIONE DEI PRODOTTI AD ALTO CONTENUTO DI CARBONIO

Dal momento che nessuno dei partner commerciali dell'Unione Europea condivide gli stessi obiettivi climatici, l'obiettivo che i prezzi finali dei beni riflettano il contenuto di carbonio genera il rischio di una rilocalizzazione delle emissioni (*carbon leakage*). La produzione può infatti essere delocalizzata in paesi limitrofi con obiettivi minori in tema di riduzioni delle emissioni e gli paesi membri possono successivamente importare prodotti con una maggiore quantità di carbonio a prezzi

comunque vantaggiosi. Questa situazione non solo lascerebbe invariata la quantità di emissioni a livello mondiale, ma aumenterebbe le emissioni relative al trasporto conseguentemente alla crescita delle importazioni.

La soluzione al *carbon leakage* prevista nel *Green Deal* è la predisposizione di dazi sull'importazione di prodotti ad alto contenuto di carbonio (*border carbon adjustments*). Tale decisione, accennata in poche righe del documento, non è facilmente concretizzabile. Dovrà tenere in considerazione le regole dell'Organizzazione mondiale del commercio e altri obblighi internazionali dell'Unione Europea. Se l'imposizione di dazi all'importazione da un lato frena il rischio di *carbon leakage* dall'altro rischia di compromettere i rapporti commerciali con i paesi extra UE. La fragile economia degli stati dell'Unione Europea correrebbe infatti il rischio di una escalation sui dazi che indebolirebbe la già provata competitività dell'industria europea.

La proposta del *border carbon adjustments* è risultata molto controversa e ha suscitato la reazione dei paesi emergenti alla COP 25 di Madrid. La critica verso l'Unione Europea è infatti quella di far ricadere sugli altri paesi il peso delle ambiziose scelte climatiche (Vedi Box a pag. 22).

I FINANZIAMENTI PREVISTI

I *target* del *Green Deal* necessitano di un ingente fabbisogno di investimenti. È infatti essenziale un impiego continuo di fondi pari a circa l'1.5% del PIL europeo del 2018². Il primo passo verso l'allocazione di fondi è stato effettuato dalla Commissione a inizio 2020. Si tratta del *just transition fund* (Fondo per una transizione equa) che contribuirà a finanziare nel periodo 2021-2027 parte della transizione verso la neutralità climatica al 2050. La creazione di questo fondo, la cui proposta sarà oggetto di un iter legislativo, servirà ai paesi più inquinanti per finanziare la transizione energetica. I paesi saranno chiamati a presentare alla Commissione progetti infrastrutturali che dovranno riguardare precise zone territoriali. La ripartizione dei fondi avverrà in base ad alcuni requisiti che rispecchiano l'intensità dei problemi ambientali del paese come ad esempio la quantità di emissioni nocive o

² Questo valore non include gli investimenti pubblici necessari per far fronte ai costi sociali della transizione e il costo dell'inattività.

l'occupazione nei settori del carbone e della lignite. La proposta del *just transition fund* arriva dopo il rifiuto della Polonia, lo scorso dicembre in sede di Consiglio dell'Unione Europea, di prendere l'impegno di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. La preoccupazione della Polonia, come quella di molti altri paesi dell'est europeo, è infatti dovuta ai possibili elevati costi della transizione. In questo senso, il *just transition fund* verrebbe incontro ai paesi più inquinanti dove la presenza di un'industria pesante fa ancora da padrona nelle rispettive economie nazionali.

L'obiettivo dichiarato della Commissione è il raggiungimento di 1.000 miliardi di euro da poter investire nella transizione energetica. Dal *just transition fund* ne arriveranno 143 miliardi di euro, 114 dal co-finanziamento nazionale, 279 da InvestEU (il precedente piano Juncker per la lotta ai cambiamenti climatici) e la quota maggiore, pari a circa 503 miliardi di euro, direttamente dal bilancio comunitario.

ITALIA E EUROPA: IL PUNTO DELLA SITUAZIONE

Il *Green Deal* è soltanto l'ultimo dei documenti che propone il raggiungimento di specifici *target* ambientali. Il 2020 sarà infatti l'ultimo anno del periodo previsto dal terzo pacchetto energia contenuto nella [Direttiva 2009/29/CE](#). Gli obiettivi previsti nel terzo pacchetto erano: riduzione delle emissioni di gas serra del 20%, innalzamento al 20 % della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e al 20 % il risparmio energetico entro il 2020.

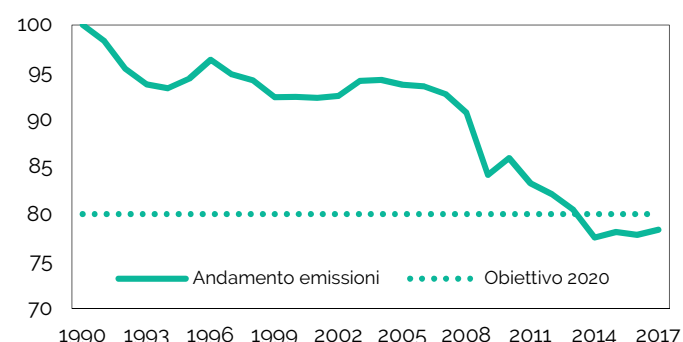
Dei 3 principali obiettivi, l'Unione Europea ha

raggiunto soltanto quello sulla riduzione delle emissioni di gas serra nel 2014, portandolo al 21.66% nel 2017 (**Figura 1**). Manca infatti un 2.5% di energie rinnovabili al raggiungimento del *target* e più del 10% per l'efficienza energetica. L'Italia, viceversa, ha raggiunto sia gli obiettivi di energie rinnovabili che quelli sull'efficienza energetica ma si è fermata al 16% nella riduzione di gas serra. Buona parte della riduzione è dovuta ai cambiamenti strutturali dell'economia e alla modernizzazione del settore industriale negli anni 90. In seguito a una relativa stabilità a inizio millennio, il *target* è stato raggiunto anche grazie all'avvento della crisi economica del 2008 che ha contratto sensibilmente la produzione industriale. Tra il 2008 e il 2009 si registra infatti il crollo più sensibile delle emissioni, pari al 7.24%. L'obiettivo europeo è stato raggiunto grazie a solo 15 paesi virtuosi (**Figura 2**).

I paesi europei con un'economia più avanzata sono passati da un'economia industriale a una basata sui servizi riducendo sensibilmente i gas serra. Tra questi paesi spicca il Regno Unito con una riduzione del 37.6%, e che nel 2019, in anticipo rispetto all'Unione Europea, ha dichiarato di voler eliminare del tutto le emissioni di gas serra entro il 2050. Il traguardo raggiunto dal Regno Unito è stato possibile grazie alla creazione di un carbon *price floor* che ha affiancato il meccanismo dell'ETS evitando che il prezzo della CO₂ raggiungesse livelli troppo bassi.

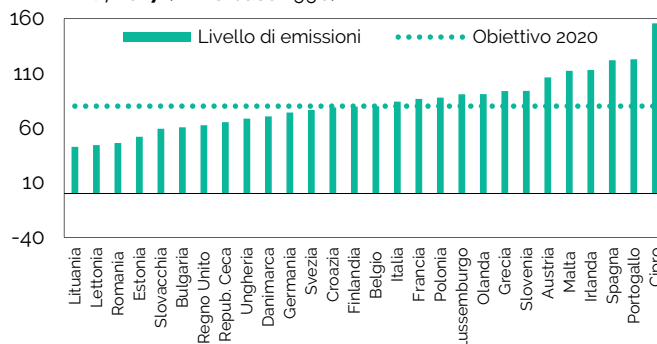
La quota di energia rinnovabile in Europa è pari al 17.5% nel 2017 (**Figura 3**), quasi raddoppiata rispetto ai valori del 2004 (8.5%). Gli sviluppi tecnologici e l'abbassamento dei costi hanno favorito il recente

FIGURA 1. INDICE DI VARIAZIONE DELLE EMISSIONI GAS SERRA IN EU (Anno base 1990)



Fonte: Eurostat

FIGURA 2. INDICE DI EMISSIONE DI GAS SERRA PER PAESE MEMBRO, 2017 (Anno base 1990)



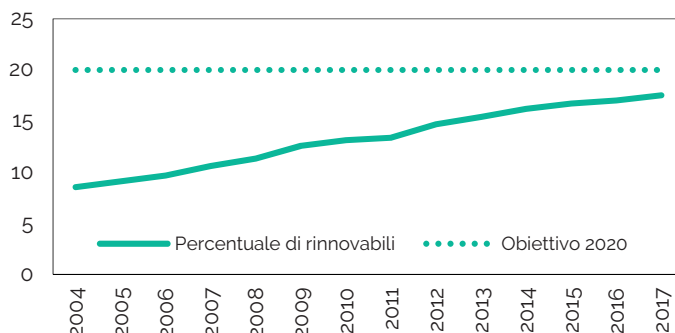
Fonte: Eurostat

aumento. Il paese più virtuoso è stato la Svezia, raggiungendo il 54.5%, mentre ancora 5 paesi hanno una quota di energia rinnovabile inferiore al 10%. Per facilitare il percorso dei paesi verso gli obiettivi di Europa 2020, il *target* generale del 20% è stato tradotto da ogni paese UE in un *target* nazionale. Solo 11 paesi hanno raggiunto e superato il loro obiettivo (**Figura 4**). Tra questi l'Italia ha raggiunto il suo obiettivo (17%) già nel 2014, e nel 2017 la quota di energia rinnovabile presente si attestava a 18.27%.

L'obiettivo di migliorare del 20% l'efficienza energetica è ancora molto lontano dal suo raggiungimento. In termini assoluti si tratterebbe di scendere sotto la soglia dei 1483 Mtoe (milioni di tonnellate equivalenti di petrolio), ma dopo un sensibile avvicinamento nel 2014 il consumo di energia primaria è costantemente aumentato (**Figura 5**). L'Italia ha invece raggiunto il suo obiettivo già nel 2012, per poi toccare il minimo storico nel 2014. Anche in questo caso la crisi economica ha giocato un ruolo fondamentale nella riduzione del consumo di energia primaria in Italia.

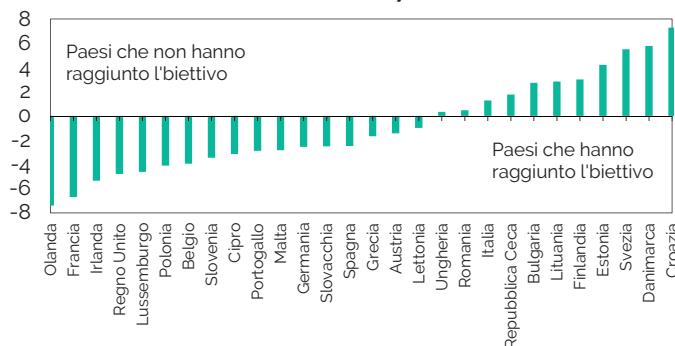
I dati mostrano che anche per i *target* del terzo pacchetto energia rimangono diversi passi in avanti da compiere. Il raggiungimento del solo obiettivo della riduzione di gas serra rende palesi i pochi investimenti effettuati nell'ultimo decennio. La congiuntura con la crisi economica ha fatto sì che la produzione di gas serra si contraesse ma ha anche limitato l'impiego di fondi per la crescita dell'energia rinnovabile e dell'efficienza energetica. La crisi economica ha infatti pesato molto sui bilanci dei paesi europei che si sono trovati alle prese con debiti pubblici molto elevati. L'importanza del *Green Deal* è quindi fondamentale per dare un segnale sul lungo termine, tuttavia spetta ai singoli paesi membri concretizzare i *target* fissati a livello comunitario.

FIGURA 3. PERCENTUALE DI ENERGIA RINNOVABILE SUL CONSUMO FINALE



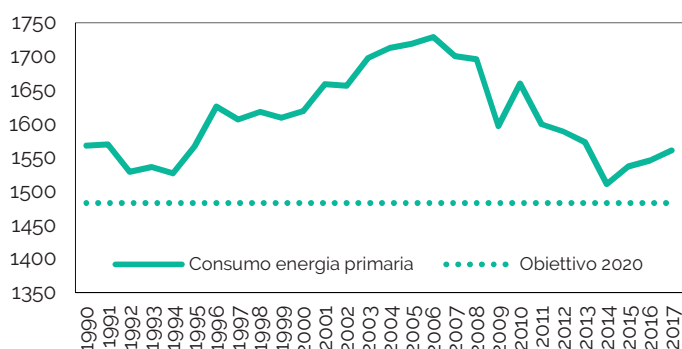
Fonte: Eurostat

FIGURA 4. DISTANZA DAGLI OBIETTIVI DI PENETRAZIONE DELL'ENERGIA RINNOVABILE NEL 2017 (%)



Fonte: Eurostat

FIGURA 5. ANDAMENTO DEL CONSUMO ENERGIA PRIMARIA (Mtoe)



Fonte: Eurostat

LE DIFFICOLTÀ PER UN ACCORDO COMUNE A LIVELLO MONDIALE

La 25^a Conferenza della Parti (COP), lo strumento dell'ONU per il coordinamento delle politiche nell'ambito dell'*United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) si è svolta a Madrid, presieduta dal governo cileno, con la partecipazione di 197 delegazioni.

A un anno dall'entrata in vigore dell'accordo sul clima di Parigi, fissata per il 2020, la COP25 aveva il compito di definire i dettagli del mercato globale delle emissioni di CO₂ previsto dall'Articolo 6 dell'Accordo di Parigi come mezzo per supportare gli Stati nel raggiungimento dei limiti autodeterminati.

Il meccanismo dovrebbe consentire ai paesi con basse emissioni di vendere l'eccesso ai paesi con emissioni maggiori, rispetto a un *cap* predefinito. Alcuni paesi, tra cui Brasile, Australia, Russia, Arabia Saudita, India e Cina hanno tentato di portare l'accordo su un disegno soft del meccanismo che ad esempio consentisse il doppio conteggio dei crediti ottenuti da progetti di contenimento sviluppati congiuntamente da più paesi.

L'Unione Europea, che per prima e da tempo ha implementato al suo interno un mercato delle quote di emissioni, insieme a un gruppo di paesi di dimensioni minori, ha tuttavia respinto l'idea di un meccanismo indebolito, preferendo rimandare la decisione in attesa che i tempi siano maturi per accordi più ambiziosi.

La mancanza di un accordo è stata tuttavia percepita dall'opinione pubblica come un fallimento dei negoziati sul clima e come un indebolimento dell'Accordo di Parigi, già minato dalla mancata ratifica da parte degli Stati Uniti. Questi, oltre a essere imputati come indiretti protagonisti del fallimento della COP di Madrid, sono accusati anche di orientare sulla loro strada sempre più paesi. Una nota positiva è che nonostante gli Stati Uniti si siano ritirati dall'accordo, hanno raggiunto dei soddisfacenti risultati in tema decarbonizzazione. Molte decisioni di politica ambientale non vengono prese a livello federale ma da quello statale o dalle singole città.

Pur ponendosi come promotrice della spinta verso la decarbonizzazione, anche l'Unione Europa ha ricevuto diverse critiche. La previsione dell'imposizione di dazi per evitare il *carbon leakage* rischia di tradursi in un approccio isolazionista in aperto contrasto con la necessità di trovare soluzioni comuni con gli altri paesi nella lotta al cambiamento climatico.

Nonostante le critiche e gli scarsi risultati ottenuti dalla COP, la discussione portata avanti ha avuto il pregio di avviare un dibattito anche nel mondo accademico per trovare una soluzione al problema del complesso coordinamento a livello globale delle politiche relative alle emissioni inquinanti.

L'accordo di Parigi prevede un meccanismo di trasferimento monetario dai paesi più inquinanti a quelli con meno emissioni. I paesi industrializzati pur riconoscendo la necessità che la decarbonizzazione non ostacoli la crescita dei paesi emergenti temono fenomeni di *free-riding*: un sostegno economico potrebbe tradursi nella mancata responsabilizzazione di questi paesi e in un annullamento degli sforzi dei paesi virtuosi attraverso una crescita globale delle emissioni. D'altra parte i paesi emergenti rifiutano l'idea di dover pagare il costo delle esternalità negative della crescita delle emissioni, a suo tempo non sostenuto dai paesi più industrializzati.

Alcuni osservatori (si veda ad esempio la proposta dell'economista ex presidente della Banca centrale indiana Raghuram Rajan¹) hanno evidenziato la necessità di coordinare la gestione del fondo con il mercato globale delle emissioni. In primo luogo è necessario un criterio oggettivo che leghi

¹ *A fair and simple way to tax carbon emissions*, Raghuram Rajan, Financial Times 17/12/2019.

il contributo di ogni paese (positivo o negativo) al fondo. Ad esempio la distanza delle emissioni pro-capite, valutate in un dato momento, rispetto al valore medio globale. Questo consentirebbe di dare attuazione alle previsioni dell'Accordi di Parigi fornendo ai paesi emergenti che hanno emissioni più basse risorse finanziarie per gestire la transizione. Questo potrebbe rendere più accettabile un meccanismo di penalizzazione della crescita delle emissioni (gestibile anche tramite scambio di quote) che, sebbene applicato a tutti i paesi con le stesse regole, sarebbe meno gravoso per i paesi emergenti che, attraverso i finanziamenti ricevuti, possono scegliere se investire in tecnologie più pulite o comprare le quote per emettere di più.

Queste proposte possono avere un ruolo importante nel raggiungere l'alto grado di cooperazione internazionale necessario per affrontare questa difficile questione e in previsione dei prossimi appuntamenti internazionali. A giugno 2020 si terrà la conferenza sui cambiamenti climatici di Bonn e l'Unione Europea ha fissato, nel settembre 2020, un vertice con la Cina in vista della COP 26 di Glasgow, in cui si avrà una nuova occasione per definire i prossimi passi.

A photograph of an oil field in a desert. In the foreground, several large, dark, parallel pipelines run across the sandy ground. In the background, several oil pumpjacks are visible, and the desert extends to low mountains under a clear sky.

Gare gas

Monitoraggio delle gare gas

Sale a 22 in numero delle gare avviate, di cui 2 già assegnate, 2 concluse ma in via di assegnazione, le restanti ancora aperte – la maggior parte solo per la fase iniziale di manifestazione di interesse. Rallentano, ma proseguono, le approvazioni da parte di ARERA degli scostamenti VIR/RAB superiori al 10%.

BANDI DI GARA

GARE ASSEGNATE

TORINO²

Dopo l'apertura delle buste e la definizione del vincitore a aprile 2019, Italgas ha firmato il contratto per il servizio della distribuzione del gas naturale nell'ATEM TORINO 2 per i prossimi 12 anni, avviando così la prima gestione per ATEM da gennaio 2020. L'aggiudicazione della concessione consente a Italgas di aggiungere 3.000 mila PDR rispetto a quelli già precedentemente gestiti nell'ATEM. L'ATEM TORINO 2 comprende 48 Comuni, una rete di 1.743 km, circa 190 mila PDR e una RAB totale, pari alla somma tra la RAB di Italgas e il valore di rimborso dei concessionari uscenti, di 150 milioni di euro.

AOSTA

La seconda gara d'ambito aggiudicata è AOSTA. Il vincitore è il gestore uscente Italgas, seguito nella graduatoria da altri due operatori, Megareti (del Gruppo AGSM Verona) e Energie des Alpes (Gruppo Energetica). L'offerta presentata da Italgas per implementare il piano previsto dalla stazione appaltante prevede investimenti in aree non ancora metanizzate per una lunghezza complessiva pari a circa 270 km raddoppiando così il numero di PDR nell'ATEM, da 20 a 40 mila. L'ATEM comprende 41 Comuni con circa 20 mila PDR, una rete di circa 360 km e la RAB totale stimata ammonta a 41 milioni di euro.

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE APERTE

BERGAMO 2 e MILANO⁴

A fine 2019 sono stati aperti 2 manifestazioni d'interesse per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale, per l'ATEM di BERGAMO 2 e MILANO 4. La data di scadenza per la presentazione delle offerte di partecipazione per BERGAMO 2 è il 31 dicembre 2020, mentre per MILANO 4 il termine è il 31 gennaio 2021.

Il valore di rimborso di BERGAMO 2 è stimato in circa 89 milioni di euro per una durata della concessione di 12 anni. L'ATEM BERGAMO 2 ha una rete di 942 km e un bacino di 64 mila clienti.

Quanto a MILANO 4, la gara, dal valore di rimborso di circa 356 milioni di euro per una durata della concessione di 12 anni è partita il 27 dicembre. L'ATEM include una rete di 2.038 km circa 240 mila clienti.

VICENZA⁴ e VARESE²

Di nuovo rinviato (è il terzo rinvio) il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara per VICENZA 4, ora fissato per il 30 giugno 2020. L'ATEM comprende 86 Comuni e ospita circa 115 mila PDR con una rete di circa 1.920 km. La RAB totale stimata è di circa 78 milioni di euro. A2A è l'operatore che controlla la maggior quota di mercato con circa il 70% dei PDR. Seguono Gruppo Energiei con il 15% e 2i Rete gas con l'11%.

Il termine per la presentazione della domanda di partecipazione alla gara per VARESE 2, inizialmente previsto per metà dicembre è stato prorogato al 24 luglio 2020. L'ATEM comprende 22 Comuni e ospita circa 66 mila PDR con una rete di circa 1.017 km. La RAB totale stimata di circa 43 milioni di euro. Il Gruppo Pasubio controlla la maggior quota di mercato pari a circa il 39% dei PDR. Il secondo e il terzo operatore sono AGSM Verona e 2i Rete gas rispettivamente con il 26% e il 22% dei PDR.

GARE NON ANCORA APERTE

GENOVA¹

ARERA ha approvato (Delibera 406/2019/R/gas) i valori di rimborso di 24 Comuni nell'ATEM di GENOVA 1 con uno scostamento *VIR/RAB* superiore al 10%. Il Comune di Genova, stazione appaltante dell'ATEM, aveva provveduto a dare diverse comunicazioni ad ARERA in merito alla documentazione richiesta. GENOVA 1 comprende 25 Comuni per circa 336 mila PDR e una rete di 1.774 km. La *RAB* totale stimata è pari a circa 393 milioni di euro. Il 97% dei PDR è controllato da Iren. Il secondo e il terzo operatore sono Italgas e 2i Rete gas rispettivamente con il 2% e l'1%.

RICORSI

BELLUNO: NON ANCORA UFFICIALIZZATA LA VITTORIA DI ITALGAS

I Comuni, che sono Concessori di alcune località dell'ATEM e che detengono il 100% di BIM, a seguito della vittoria di Italgas della gara per l'ATEM BELLUNO (a cui BIM non ha partecipato) hanno ritirato la delega di stazione appaltante al Comune di Belluno. BIM non ritiene infatti adeguato il livello del *VIR* riconosciuto in quanto gestore uscente. La questione rappresenta una casistica piuttosto complessa anche perché la pubblicazione del bando aveva seguito il normale iter. Italgas ha fatto ricorso al TAR per vedere riconosciuto lo status di vincitore della gara d'ambito. L'ATEM di BELLUNO comprende 42 Comuni per circa 45 mila PDR con una rete di circa 981 km. La *RAB* totale stimata è pari a circa 39 milioni di euro. BIM controlla l'81% dei PDR mentre il secondo operatore è Italgas con una quota del 19%.

COMUNE DI ANDRIA: RIFIUTO DELLA CORTE DI TRANI

La corte di Trani ha rifiutato la richiesta del Comune di Andria di ottenere parte del vincolo sui ricavi da Italgas a copertura dei costi di concessione. La richiesta ammontava a circa 7,5 milioni di euro per il periodo 2006-2011. La decisione arriva dopo la disputa della scorsa estate tra Italgas e il Comune di Andria in merito al pagamento di un canone aggiuntivo.

STRATEGIE

ITALGAS E MARGUERITE II

L'accordo tra Italgas e il fondo Marguerite si è concluso con l'acquisizione di quest'ultimo del 48.15% delle quote di Medea e Gaxa, le 2 società controllate da Italgas attive nella distribuzione di GPL in Sardegna. Il fondo è partecipato dalla Banca Europea degli Investimenti e da altre banche che supportano progetti nel campo dell'energia.

M&A

A2A, AGSM E AIM: RISCHIO RICORSO AL TAR PER LA MULTIUTILITY

L'accordo in esclusiva trovato tra A2A, Agsm e Aim per una partnership nel nord-est Italia per creare una nuova *multiutility* prevede il conferimento di *asset* da parte di A2A in cambio della quota del 30% del nuovo soggetto. Il restante 70% dovrebbe invece essere diviso tra AGSM e AIM.

Tuttavia la mancata indizione di una gara, data la presenza di altri soggetti interessati (Hera, Dolomiti Energia e Alperia) ha suscitato la reazione dell'opposizione della giunta del comune di Vicenza che si appresta a fare ricorso al TAR qualora il comune dovesse approvare la *partnership*.

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE ASSEGNATE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		28/03/2018	01/10/2018	Italgas
2	TORINO 2	687/2016/R/gas		29/12/2015	28/06/2017	Italgas

GARE CHIUSE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	MILANO 1	631/2015/R/gas		23/12/2015	16/01/2017	2
2	BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016	01/09/2017	4
3	UDINE 2	399/2018/R/gas	880/2017/R/gas	04/11/2015	30/09/2019	

GARE IN SCADENZA

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	TORINO 1	30/2018/R/gas	NO	23/05/2019	11/12/2019	BASSO
2	NAPOLI 1	231/2019/R/gas	145/2019/R/gas	21/08/2019	10/02/2020	BASSO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE SCADUTE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	UDINE 1	NO		23/12/2015	29/02/2016	MEDIO
2	UDINE 3	NO		10/02/2016	06/06/2016	MEDIO
3	PERUGIA 2	NO		28/12/2015	29/12/2017	MEDIO
4	COMO 1	NO		08/08/2018	07/11/2019	MEDIO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	30/03/2020	MEDIO
2	MONZA E BRIANZA I	NO		29/12/2015	30/04/2020	MEDIO
3	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	29/05/2020	MEDIO
4	BRESCIA 1	NO		20/12/2018	29/05/2020	ALTO
5	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2020	ALTO
6	VICENZA 4	NO		01/04/2019	30/06/2020	ALTO
7	VARESE 2	NO		11/09/2015	24/07/2020	MEDIO
8	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2020	MEDIO
9	BERGAMO 2	NO		11/12/2019	30/10/2020	MEDIO
10	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2020	ALTO
11	MILANO 4	NO		30/12/2019	31/01/2021	ALTO

GARE ANNULLATE O SOSPESE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	LUCCA	in corso		30/12/2016	Annullata	MEDIO
2	VENEZIA 1	368/2016/R/gas		28/12/2015	Annullata	BASSO
3	MASSA-CARRARA	in corso	142/2017/R/gas	21/12/2015	Sospesa	MEDIO
4	ALESSANDRIA 2	NO	113/2016/R/gas	22/12/2015	Sospesa	BASSO
5	TORINO 3	NO		22/12/2015	Sospesa	MEDIO
6	BIELLA	NO		29/12/2015	Sospesa	MEDIO
7	CREMONA 2 E CREMONA 3	NO		24/12/2015	Sospesa	BASSO

BANDI INVIATI ARERA MA NON APERTI

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	GENOVA 1	536/2019/R/gas	69/2018/R/gas	NO		BASSO
2	ROMA 1	650/2015/R/gas		NO		BASSO
3	FORLI-CESENA	517/2016/R/gas	67/2016/R/gas	NO		BASSO
4	LIVORNO	in corso	283/2018/R/gas	NO		MEDIO
7	MODENA 1	298/2019/R/gas	56/2019/R/gas	NO		MEDIO
5	FIRENZE 1	in corso		NO		BASSO
6	LA SPEZIA	501/2019/R/gas	628/2017/R/gas	NO		BASSO
7	PRATO		406/2019/r/GAS	NO		ALTO
8	RIMINI		450/2019/R/gas	NO		BASSO

Dati aggiornati al 25/01/2020



03

**Dati di
mercato**

**e settori
incentivati**

DATI DI MERCATO

ENERGIA ELETTRICA: DOMANDA E OFFERTA CUMULATA

(GWh e variazioni tendenziali)

	2019*	2018*	Var. %
Domanda	319 710	321 910	-0.7%
Produzione netta	283 846	280 150	1.3%
- Termoelettrico	186 811	184 968	1.0%
- Rinnovabili**	97 035	95 182	1.9%
Saldo estero	38 163	43 912	-13.1%

*Fino a Dicembre ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE

(Gmc e variazioni tendenziali)

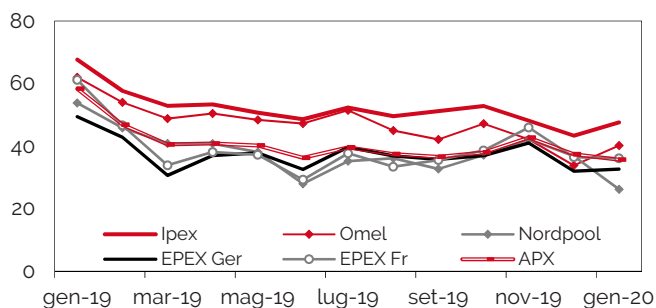
	AT 2019	AT 2018	Var. %
Industriale	3.8	4.1	-6.0%
Termoelettrico	6.8	7.4	-7.0%
Distribuzione	11.9	12.8	-7.3%
Altro	0.5	0.5	6.6%
Totale	23.1	24.7	-6.7%

Valori cumulati al 13/01/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA

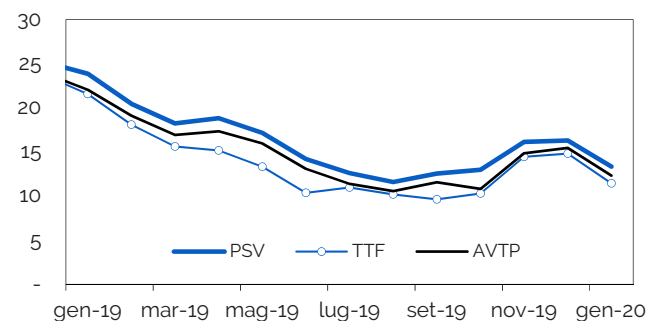
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 21/01/2020

Fonte: Borse Europee

GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA

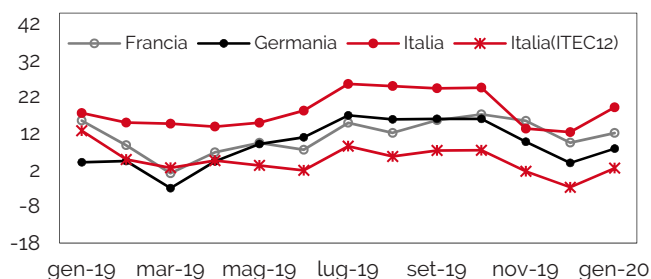


Medie mensili. Ultimo dato al 20/01/2020

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA

(€/MWh)



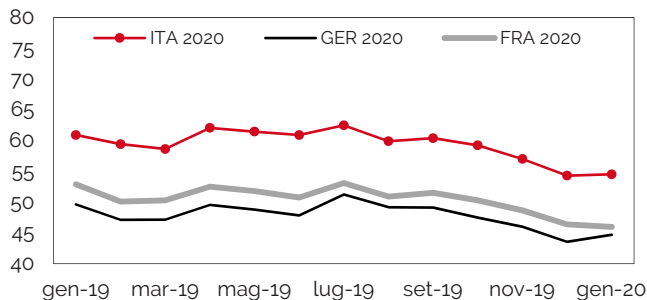
Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili

Ultimo dato al 21/01/2020

Fonte: elaborazioni REF-E

ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI

(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 21/01/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2

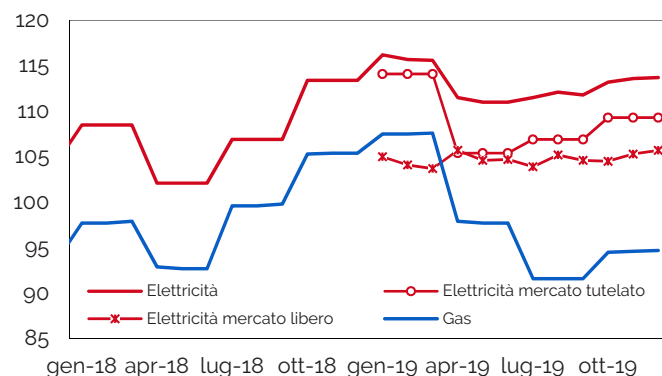
(€/tCO2 eq.)



Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 05/12/2019

Fonte: Reuters su EEX

NIC - INDICI DI INFLAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

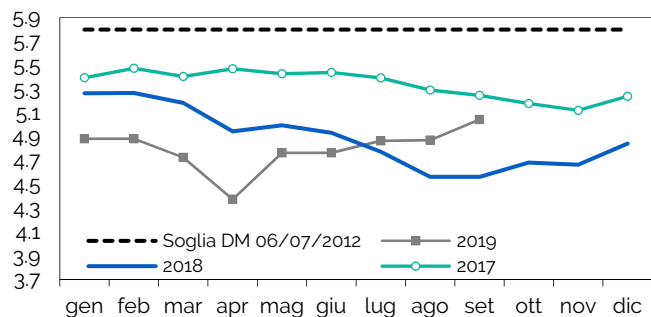


Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINNOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

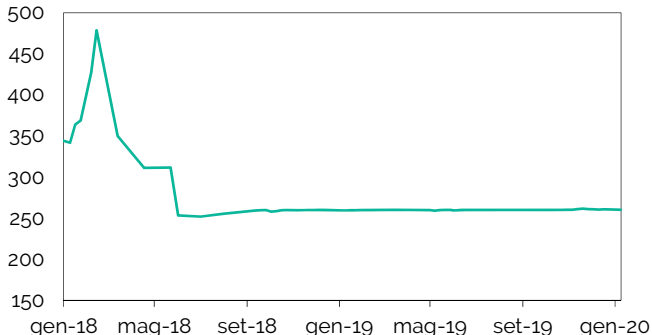


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato 30/11/2019

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA

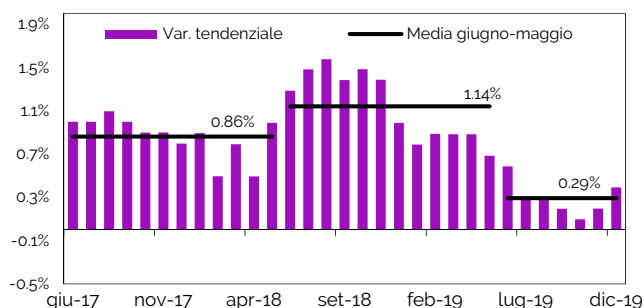
(€/TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

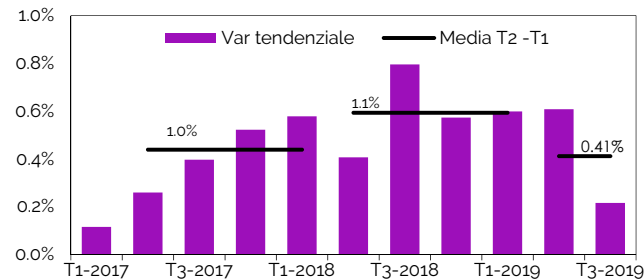


* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi

Edizione dati Istat: Novembre 2019

Fonte: Istat

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA DOMESTICI RESIDENTI (€cent/kWh)

Componente	I-19	II-19	III-19	IV-19	I-20
Energia, dispac. e commerc.	10.83	8.41	8.89	9.49	8.99
Costi infrastrutture e UC	3.92	3.92	3.92	3.92	3.91
Oneri generali di sistema	4.21	4.95	4.81	4.70	4.18
Totale - tasse escluse	18.96	17.28	17.62	18.10	17.08

Consumi 2,700 kWh/a e potenza impegnata 3 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTA5) (€cent/kWh)

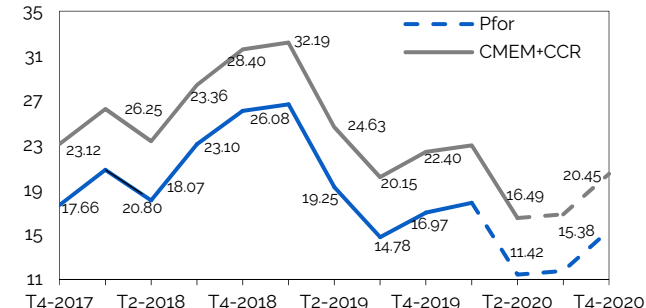
Componente	I-19	II-19	III-19	IV-19	I-20
Energia, dispac. e commerc.	9.46	6.86	7.42	8.04	7.70
Costi infrastrutture e UC	2.79	2.79	2.79	2.79	2.77
Oneri generali di sistema	7.79	5.56	5.41	5.38	4.94
Totale - tasse escluse	20.04	15.21	15.62	16.21	15.41

Consumi 25,000 kWh/a e potenza impegnata 15 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggiato) su forward al 21/01/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e ARERA

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€cent/mc)

Componente	I-19	II-19	III-19	IV-19	I-20
Approvvig. e vendita	37.29	29.72	25.25	27.98	28.33
Costi di trasporto	4.80	3.97	3.92	5.00	4.99
Costi di distribuzione	9.54	9.54	9.54	9.18	9.14
Oneri generali di sistema	3.09	3.21	3.21	3.21	3.20
Totale - tasse escluse	54.7	46.4	41.9	45.4	45.7

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA



Indici

Itec e Magi

L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di gennaio è pari a 45.15 €/MWh, in calo del 2.0% sul dato di dicembre (46.06 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle commodities sottostanti durante il mese di dicembre, con tasso di cambio \$/€ in aumento dello 0.5%.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di gennaio si attesta a 59.20 €/MWh, in aumento dell'1.2% sul valore consuntivo di dicembre (pari a 58.51 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di gennaio si attesta a 66.52 €/MWh, in aumento dello 0.5% rispetto al consuntivo del mese precedente (66.17 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto del tasso di cambio €/€ in aumento dello 0.5% durante il mese di dicembre.

Il valore *forward* per il mese di febbraio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 17 gennaio, è pari a 43.43 €/MWh, in calo del 3.8% rispetto al consuntivo di gennaio. Il valore *forward* per il mese di febbraio di **ITEC/REF-E**, aggiornato al 17 gennaio, è pari a 60.48 €/MWh, in aumento del 2.2% rispetto al consuntivo di gennaio, mentre **ITECccgt/REF-E**, anch'esso aggiornato al 17 gennaio, è in aumento dell'1.2% rispetto al consuntivo di gennaio e si attesta a 67.30 €/MWh.

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di gennaio sono calcolati da REF-E su dati di mercato all'1/1/2020 e valori giornalieri Reuters al 17/1/2020. Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Reuters.

Cos'è ITEC12/REF-E

ITEC12/REF-E incorpora l'evoluzione nel *mix* produttivo del parco termoelettrico italiano e le mutate strategie di approvvigionamento e di indicizzazione della materia prima. Il nuovo indice, costruito utilizzando dati Platts e aggiornato mensilmente, è caratterizzato dalla semplicità della formula di indicizzazione e dalla inclusione di componenti di prezzo *spot* nella determinazione dei costi di approvvigionamento per gli impianti a ciclo combinato. La pubblicazione dell'indice è cominciata dal mese di luglio 2012.

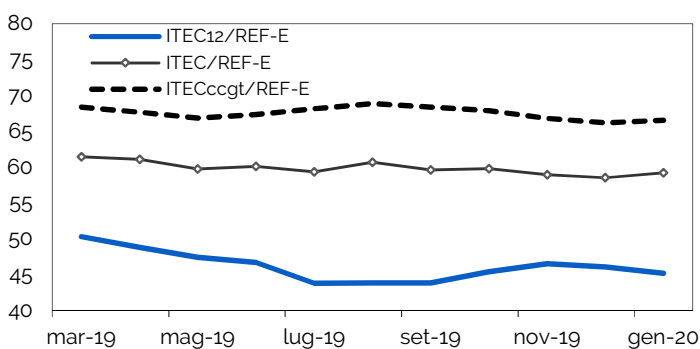
Cos'è ITEC/REF-E

ITEC/REF-E è l'indice creato nel 2004 al fine di fornire al mercato un riferimento di costo di generazione semplice, liquido, trasparente e rappresentativo. ITEC/REF-E è utilizzato da numerosi operatori quale riferimento per i contratti di fornitura di energia elettrica, rappresentando un riferimento per il mercato.

Da agosto 2017 il *provider* dei dati, utilizzato per il calcolo dell'indice è Reuters.

REF-E si impegna a mantenere la formula di ITEC nella sua struttura attuale fino al 31 dicembre 2020.

EVOLUZIONE DI ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E E ITECccgt/REF-E (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E

Per ulteriori informazioni o commenti contattare:

Dr. Jacopo Guarnaccia - tel. 02 43441028 - Email: itec@ref-e.com

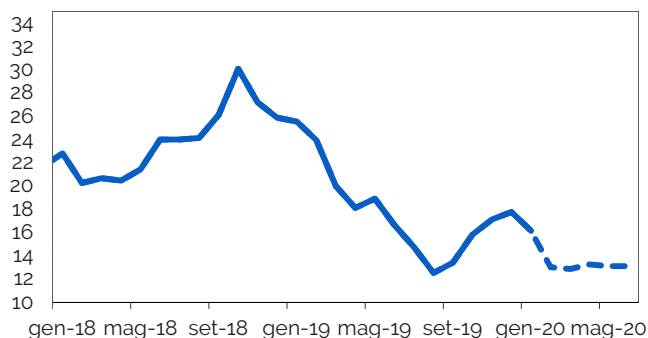
L'EVOLUZIONE MAGI

L'indice gas MAGI consuntivo per gennaio 2020 è pari a 16.14 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 16.05 €/MWh e 16.34 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a gennaio 2020 è diminuita del 9,6% rispetto a quella per le consegne di dicembre 2019 ma risulta minore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (25,53 €/MWh). Il volume complessivo transato è diminuito rispetto a dicembre 2019 (9,010 MW contro 11,188 MW), come anche il numero di transazioni registrate (254 contro 290).

Al 17 gennaio, gli scambi del prodotto con consegna a febbraio 2020, relativi a un campione di 127 operazioni e un volume totale scambiato di 4,190 MW, indicano un prezzo di 13.66 €/MWh, in calo rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a gennaio 2020.

EVOLUZIONE DI MAGI (storico e curva a termine indicativa)
(€/MWh)



Fonte: Albasoluzioni

Cos'è MAGI

MAGI è un indice *month ahead* del prezzo gas al PSV. MAGI è indipendente, affidabile e trasparente: è calcolato su una media ponderata tra una componente di *survey* (30%) e una componente basata su transazioni effettivamente concluse (70%) per consegne nel mese successivo.

La metodologia sviluppata mira a far emergere il reale valore di mercato del gas eliminando possibili *gaming* da parte degli operatori. Il risultato della *survey* è pubblicato quotidianamente, mentre le transazioni sono aggiunte a fine mese, in tal modo gli operatori possono seguire le tendenze del mercato e avere un'idea della differenza tra le due componenti. Prima della pubblicazione un auditor verifica ambedue le componenti, che vengono pubblicate ogni mese in modo da garantire la massima trasparenza sul meccanismo di formazione dell'indice.

Perché MAGI

Gli indici *month ahead* possono essere utilizzati nei contratti di fornitura per le centrali termoelettriche, per i grandi consumatori industriali, o nei contratti di acquisto da produttori indipendenti. Tali indici hanno tipicamente una liquidità sottostante maggiore e una volatilità minore rispetto agli indici del giorno prima o di bilanciamento.

MAGI è trasparente, affidabile e indipendente: è pensato per riflettere i fondamentali del mercato del gas così come previsti dagli operatori con un mese di anticipo, e per permettere a tutti gli operatori di esprimere la loro *view* attraverso le transazioni concluse o proposte. MAGI fornisce finalmente un riferimento di prezzo affidabile da poter essere utilizzato nei contratti di compravendita e offre la possibilità di annullare l'esposizione di mercato attraverso la contrattazione di strumenti efficienti come i contratti di *swap*.

Per ulteriori informazioni o commenti contattare:

Dr. Jacopo Guarnaccia - tel. 02 43441028 - Email: jacopo.guarnaccia@ref-e.com



DIRETTORE RESPONSABILE

Claudia Checchi

GRUPPO DI LAVORO

Virginia Canazza, Giacomo Ciapponi, Silvia Checchi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Federica Davò, Elena Ferri, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Jacopo Guarnaccia, Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Alejandro Sanchez Ben, Clio Scandola

EDITORE

REF-E srl

Via Gioberti 5 - 20123 Milano

www.ref-e.com - info@ref-e.com

PRESIDENTE

Pia Saraceno

SEGRETERIA, EDITING E GRAFICI

Dalia Imperatori

Tel. +39 02 43441022

Fax +39 02 43441027

E-mail: dalia.imperatori@ref-e.com

SOTTOSCRITTORI

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

Le posizioni espresse nella Newsletter, salvo quanto diversamente specificato, sono da attribuirsi esclusivamente ai ricercatori REF-E..

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.

Al momento della pubblicazione tutti i link verso siti sono funzionanti.

Il titolare del sito e relativo webmaster declinano ogni responsabilità per url non trovate a causa di modifiche effettuate dai relativi gestori di siti internet e invitano i navigatori ad approfondire le tematiche cercando sui motori di ricerca disponibili.

www.ref-e.com - info@ref-e.com

REF-E Srl
via Viancenzio Gioberti 5
20123 Milano
C.F./P.IVA 07642420967