

NEWSLETTER



n. 257 Settembre 2021
Anno XXIII

Osservatorio
energia

REF4E
A Cerved Company

Indice

01

MERCATO ELETTRICO

Nuove logiche per efficientare il dispacciamento

pag. 04

Negli ultimi anni, i costi del dispacciamento cresciuti costantemente, impattando in misura sempre maggiore sul costo per il consumatore finale. Una riforma organica, che spinga il TSO a trovare nuove e più efficienti soluzioni, può ridurne i costi. Nell'ambito della riforma che confluirà nel TIDE, l'ARERA apre alla sperimentazione di un ruolo attivo dei distributori nell'approvvigionamento diretto di servizi, propone un meccanismo di incentivazione per la riduzione dei costi diretto a Terna, che nel frattempo sperimenta nuovi progetti pilota per l'approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento. Intanto, nuovi piccoli passi avanti verso un mercato armonizzato europeo del bilanciamento si realizzano con l'avvio di X-bid. Si avvicina anche la nuova asta del mercato della capacità: definiti infatti i parametri per il calcolo dell'adeguatezza.

Box. Ulteriore passo in avanti verso l'adozione del Capacity Market

pag. 08

Box. Italia: finalmente nel mercato intra-day europeo

pag. 10

02

MERCATO GAS NATURALE

Import gas dall'Algeria: in aumento la flessibilità

pag. 13

Le partnership strategiche di lungo termine per la fornitura di gas naturale tra Algeria ed Europa rappresentano da sempre una fonte di approvvigionamento rilevante per il continente, garantendo la diversificazione del mix di offerta sia per l'Italia sia per la penisola Iberica. Secondo le informazioni disponibili, a oggi l'Algeria dovrebbe avere all'attivo contratti long term per circa 13 e 14 miliardi di metri cubi annui, rispettivamente, con Italia e Spagna, tutti in scadenza dopo il 2027. Di recente, la modulazione dei flussi provenienti dal Nord Africa ha contribuito in modo rilevante a equilibrare il mercato, una tendenza assecondata anche dalla regolazione delle allocazioni di capacità, sempre più flessibile, e che è anche alla base delle recenti dinamiche di andamento dello spread TTF-PSV.

03

IMPRESE E ISTITUZIONI

L'impennata degli energetici: gli effetti per il mercato retail

pag. 17

I sostanziali rincari delle bollette non dipendono dalla crescita delle rinnovabili ma dalla crescita dei prezzi del gas guidata da dinamiche internazionali, mentre il costo della CO2 non riflette pienamente gli aumenti recenti delle commodities. La sempre maggiore presenza di contratti sul mercato libero a prezzo fisso e gli interventi governativi, nonché la riduzione del costo delle rinnovabili incentivate a premio sul prezzo di mercato, contribuiranno a limitare gli aumenti, comunque sostanziosi, che si rifletteranno invece completamente nei clienti del neo-istituito servizio a tutele gradualali, le cui condizioni rispecchiano quelle dei mercati all'ingrosso del mese stesso. Fanno discutere gli interventi spagnoli.

04

GARE GAS

pag. 25

Salgono a 6 i concessionari selezionati per ATEM, con HERA che, tramite la controllata AcegasApsAmga si aggiudica UDINE 2. Ma si segnala anche la pubblicazione di una nuova gara ad agosto, quella per GENOVA 2, dove si potrebbe prospettare una nuova sfida tra Italgas e 21 Rete Gas, che parte con una quota minoritaria (8%). Finalmente attuati alcuni correttivi a copertura dei costi dei certificati bianchi per i distributori.



01

MERCATO

ELETTRICO

Nuove logiche per efficientare il dispacciamento

Negli ultimi anni, i costi del dispacciamento cresciuti costantemente, impattando in misura sempre maggiore sul costo per il consumatore finale. Una riforma organica, che spinga il TSO a trovare nuove e più efficienti soluzioni, può ridurne i costi. Nell'ambito della riforma che confluirà nel TIDE, l'ARERA apre alla sperimentazione di un ruolo attivo dei distributori nell'approvvigionamento diretto di servizi, propone un meccanismo di incentivazione per la riduzione dei costi diretto a Terna, che nel frattempo sperimenta nuovi progetti pilota per l'approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento. Intanto, nuovi piccoli passi avanti verso un mercato armonizzato europeo del bilanciamento si realizzano con l'avvio di X-bid. Si avvicina anche la nuova asta del mercato della capacità: definiti infatti i parametri per il calcolo dell'adeguatezza

I COSTI DI DISPACCIAMENTO CONTINUANO A CRESCERE

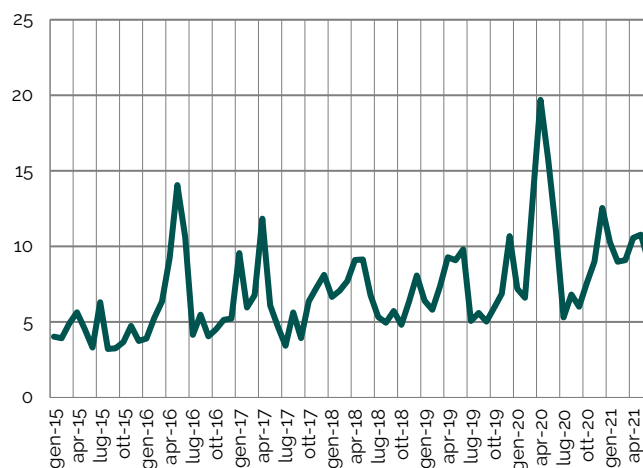
La crescente penetrazione delle risorse rinnovabili nel *mix* energetico nazionale, associata al progressivo *phase-out* degli impianti di generazione a carbone, ha portato negli ultimi anni a una maggior esigenza di approvvigionamento di servizi di rete indispensabili per garantire la sicurezza del sistema elettrico.

La maggior movimentazione di risorse nel Mercato dei Servizi del Dispacciamento (MSD) ha avuto una inevitabile ripercussione sui costi del dispacciamento sostenuti dal TSO, come evidenziato dalla quota dispacciamento della componente *uplift*¹, che mostra un *trend* di costante aumento (**Figura 1**): nel mese di aprile dello scorso anno, anche grazie alla domanda ridotta per effetto del *lockdown*, questa voce ha raggiunto i 19 €/MWh, il valore più alto mai registrato nel passato.

I costi che sono aumentati maggiormente dal 2016 sono quelli legati alla regolazione di tensione², alla mancata produzione eolica (MPE)³ e alla remunerazione degli impianti che ricadono nel regime di essenzialità⁴.

Sebbene il valore complessivo della quota dispacciamento dell'*uplift* risulti imputabile principalmente all'approvvigionamento di risorse sul Mercato dei Servizi del Dispacciamento (MSD)

FIGURA 1. VARIAZIONE DELLA QUOTA DISPACCIAMENTO IN UPLIFT (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

e su quello del Bilanciamento (MB), nei primi sei mesi del 2021, il peso dei costi extra-mercato (cioè per attività di dispacciamento non svolte sul MSD) ha rappresentato addirittura il 19% della quota dispacciamento in *uplift* complessiva, un valore parecchio elevato se rapportato al 6% registrato nel 2015 (**Figura 2**).

Complessivamente, la quota dispacciamento della componente *uplift*, nei primi sei mesi del 2021, risulta più che raddoppiata rispetto al 2015.

Se da un lato l'impennata dei costi del dispacciamento verificata negli anni può essere legata a situazioni contingenti, che in alcuni casi

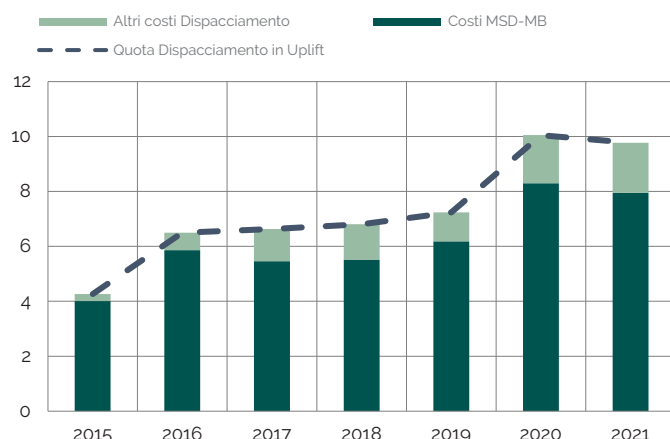
¹ Corrispettivo unitario a copertura dei costi MSD, degli sbilanciamenti e di altre partite connesse al funzionamento del mercato elettrico sostenuti da Terna a carico degli utenti del dispacciamento per i prelievi di energia elettrica effettuati.

² Soprattutto in quelle situazioni in cui la bassa domanda di energia elettrica e l'elevata produzione rinnovabile comportano un ridotto numero di impianti di generazione convenzionale accesi in esito al Mercato del Giorno Prima (MGP) e al Mercato Infragiornaliero (MI).

³ Soprattutto nelle giornate più ventose per evitare congestioni di rete locali.

⁴ A cui è assicurato un regime di reintegro dei costi.

**FIGURA 2. COSTO MEDIO DELLE COMPONENTI
DELLA QUOTA DISPACCIAMENTO IN UPLIFT
[€/MWh]**



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

hanno reso necessario l'intervento dell'ARERA⁵, dall'altro lato la congiuntura di bassa domanda e forte volatilità conseguente al *lockdown* potrebbe aver anticipato delle condizioni che il sistema elettrico si troverà a fronteggiare nel medio-lungo periodo.

Il sempre maggior peso delle rinnovabili nel *mix* energetico nazionale, combinato alla riduzione del numero di impianti termoelettrici accesi in esito al Mercato del Giorno Prima (MGP) e del Mercato Infragiornaliero (MI), porrà in capo al TSO l'esigenza di assicurare sempre più ampi margini di riserva e di flessibilità.

Per questo è necessario un cambio di paradigma nelle logiche di gestione del sistema elettrico, iniziato con la consultazione del [Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico \(TIDE\)](#), volto alla ridefinizione delle modalità con cui vengono approvvigionate le risorse necessarie alla sicurezza del sistema, sia dal punto di vista della platea di soggetti coinvolti, sia da quello degli strumenti di approvvigionamento e remunerazione ([Newsletter 243](#))

In tale ottica, l'ARERA e Terna già da qualche anno hanno iniziato ad adottare una serie di provvedimenti, indirizzati ad ampliare la platea di operatori e risorse (tra cui anche quelle "non convenzionali", come le rinnovabili non

programmabili, la *demand response* o lo *storage*) in grado di partecipare al Mercato dei Servizi di Dispacciamento ([Delibera 300/2017/R/eel](#)) e a migliorare lo scambio dati tra il TSO e i distributori di energia elettrica ([Delibera 628/2018/R/eel](#)).

Tuttavia, le misure fino a ora adottate, non sembrano finora aver concretizzato i benefici attesi, in termini di riduzione dei costi di dispacciamento.

L'ARERA ha pertanto ritenuto opportuno promuovere un coinvolgimento più attivo di Terna nella spinta all'efficientamento e riduzione dei costi, attraverso un meccanismo di incentivazione diretta di tipo *output-based*⁶.

TERNASARÀ INCENTIVATA PER LA RIDUZIONE DEI COSTI DI DISPACCIAMENTO

L'ARERA, il 27 luglio 2021 ha pubblicato il documento per la consultazione [325/2021/R/eel](#), in cui ha presentato i propri orientamenti circa l'introduzione di un meccanismo di incentivazione, da finanziare tramite la componente *uplift*, da erogare a Terna, con l'obiettivo di ridurre i costi di dispacciamento.

Tale sistema di incentivazione diretta del TSO è un percorso già intrapreso nel 2009⁷ ([Delibera ARG/elt 213/09](#)), e successivamente nel 2018⁸ ([Delibera 699/2018/E/eel](#)). Sebbene entrambi i meccanismi avessero come obiettivo quello di migliorare l'efficienza dell'attività di dispacciamento, il perimetro degli incentivi erogabili era circoscritto a specifiche attività del TSO.

La delibera del 2009 aveva, infatti, come obiettivo principale la riduzione dei volumi movimentati su MSD, essendo allora considerato troppo rischioso per l'operatore di sistema un meccanismo incentivante correlato anche al prezzo delle movimentazioni.

Il sistema di incentivazione adottato nel 2018, invece, aveva il fine di promuovere interventi infrastrutturali di rete necessari per risolvere le congestioni all'interno delle zone e a rimuovere i vincoli per la regolazione di tensione, limitando al contempo le condizioni di attivazione degli impianti essenziali.

⁵ Le nuove modalità di calcolo del segno di sbilanciamento zonale introdotte con la delibera 419/2017/R/eel hanno di fatto ridotto al minimo le opportunità di arbitraggio sugli sbilanciamenti da parte degli operatori che negli anni 2016-2017 avevano fatto schizzare i costi di dispacciamento

⁶ Sistema di incentivazione basato sui benefici attesi di un investimento e non sull'ammontare delle risorse investite.

⁷ Tale programma di incentivazione si è concluso nel 2012.

⁸ Sistema di incentivazione valido sino al 2023.

LE SOLUZIONI DA ADOTTARE SONO A DISCREZIONE DEL TSO

Il meccanismo di incentivazione messo in consultazione a fine luglio, pur rappresentando una sorta di naturale prosecuzione della delibera del 2018, non limita il perimetro degli interventi incentivabili, ma lascia a Terna il compito di valutare le soluzioni più opportune per l'efficientamento dell'attività di dispacciamento con la conseguente riduzione dei

- costi associati alla movimentazione delle risorse sul Mercato dei Servizi del Dispacciamento;
- costi associati alla mancata produzione eolica (MPE);
- costi associati alla remunerazione degli impianti che ricadono nel regime di essenzialità.

La somma di questi costi sarà usata direttamente come indicatore di *performance* rispetto al quale valutare se c'è stato o meno un beneficio in termini di riduzione dei costi del dispacciamento.

L'ARERA specifica come la *performance* dovrà essere valutata rispetto a un periodo superiore all'anno, ad esempio triennale, sia per evitare che Terna venga premiata o penalizzata da risultati legati a specifiche contingenze, ma anche per incentivare il TSO a effettuare interventi strutturali con un impatto nel lungo periodo e non solo nel breve periodo.

PERFORMANCE VALUTATA ANNO SU ANNO

L'ARERA si sofferma poi sull'anno che andrà preso come riferimento per il confronto dei costi di dispacciamento. Per il primo anno, ARERA propone di considerare un anno antecedente rappresentativo (ad esempio il 2019) e corretto da eventuali elementi distorsivi. Per gli anni successivi al primo, andrà considerato il costo MSD dell'anno precedente.

Nella consultazione è specificato come i costi MSD dell'anno scelto come riferimento, rispetto al quale andrà valutata la *performance*, dovranno tener conto degli effetti di tutti quegli interventi che, pur se non ancora operativi, sono già stati approvati e quindi in grado di apportare benefici al sistema elettrico (come, ad esempio, il *Capacity Market*

oppure interventi di rete già pianificati).

I valori scelti come riferimento dovranno inoltre essere "sterilizzati" dall'effetto di eventuali variabili esogene fuori dal controllo di Terna che potrebbero avere un impatto sui costi del dispacciamento. Tra queste l'ARERA include il prezzo delle *commodities*, il prezzo della CO₂ e la frequenza delle situazioni di basso carico residuo⁹.

L'ARERA specifica, inoltre, che dovrà essere Terna a fissare dei criteri per la quantificazione e l'aggiornamento dei valori scelti come riferimento, definendo opportuni strumenti correttivi in grado di renderli confrontabili.

PREMI E PENALITÀ PROPORZIONALI ALLA VARIAZIONE DI COSTO

L'ARERA propone un sistema asimmetrico in cui i premi siano maggiori delle penalità. L'incentivo da versare a Terna o il corrispettivo che il TSO dovrà versare all'Autorità (nel caso in cui i costi MSD risultassero superiori rispetto a quelli del periodo scelto come riferimento) sarà pari a una percentuale della *performance* e quindi alla riduzione o all'incremento dei costi MSD ottenuto.

Il premio complessivo, suggerisce l'ARERA, potrebbe essere pari al 15% del risparmio ottenuto nel triennio; mentre la penale potrebbe essere pari al 5% del maggior costo sostenuto.

Il modello di calcolo proposto dall'ARERA è il seguente

$$[\text{risparmio costi MSD nel 2022 (anno 1)} * 3] + [\text{risparmio costi MSD nel 2023 (anno 2)} * 2] + \text{risparmio costi MSD nel 2024 (anno 3)]^*$$

- 15%: in caso di riduzione dei costi MSD
- 5%: in caso di costi MSD superiori a quelli del valore di riferimento (in questo caso sarà Terna a versare tale somma).

L'Autorità, al fine di indurre Terna a implementare gli interventi di riduzione dei costi MSD nel più breve tempo possibile, propone di distribuire il premio (o la penale) negli anni, suggerendo differenti quote percentuali di premio o penalità. In questo caso, i risultati ottenuti nel primo anno potrebbero essere premiati sin da subito per l'intero triennio, a patto che questi vengano mantenuti negli anni successivi,

⁹ Il carico residuo è la differenza tra la domanda e la produzione delle unità di produzione non programmabili.

pena la restituzione della quota di premio incassata. Tenendo presente che per ogni anno il valore di riferimento diventa quello dell'anno precedente, lo schema proposto da ARERA è il seguente.

Nel caso di risultato positivo rispetto all'anno di riferimento: le percentuali di premio applicate saranno

- 45% per il 2022 rispetto all'anno di riferimento (2019)
- 30% per il 2023 rispetto all'anno precedente (2022)
- 15% per il 2024 rispetto all'anno precedente (2023)

Nel caso di risultato negativo e quindi aumento dei costi rispetto all'anno di riferimento le percentuali di penali applicate saranno

- 15% per il 2022 rispetto all'anno di riferimento (2019)
- 10% per il 2023 rispetto all'anno precedente (2022)
- 5% per il 2024 rispetto all'anno precedente (2023).

Il nuovo strumento incentivante, in consultazione fino al 15 settembre 2021, troverà applicazione per il periodo tra il 2022 e il 2024. Entro la fine del 2021 l'ARERA dovrà definire in dettaglio le regole e anche l'indicazione del valore di riferimento. A inizio 2022 TERNA dovrà indicare all'Autorità gli interventi che intende implementare.

NUOVI PROGETTI PILOTA

Nel frattempo, Terna prosegue sulla strada dei progetti pilota ex Delibera 300/2017/R/eel, per sperimentare nuove soluzioni volte all'estensione delle risorse abilitate al dispacciamento e all'efficientamento dell'approvvigionamento.

Gli ultimi due in ordine di tempo a essere approvati dall'Autorità e avviati sono:

- il progetto per la regolazione secondaria di frequenza, che apre la possibilità di fornitura del servizio a unità convenzionalmente non abilitate, come le FER non programmabili, i sistemi di accumulo (definendo in particolare le condizioni per la fornitura del servizio da parte di *asset* a capacità limitata) e le UVAM
- il progetto per la regolazione di tensione, finalizzato all'adeguamento alla fornitura di potenza reattiva da parte di risorse (programmabili e non) non già obbligatoriamente abilitate, nelle aree

ritenute più critiche dal TSO, che organizzerà una procedura d'asta volta alla copertura dei costi delle soluzioni di adeguamento più competitive

Questi si sommano ai progetti pilota già in corso, costituendo un quadro articolato e complesso:

- il progetto UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste), finalizzato all'abilitazione alla fornitura di alcuni servizi ancillari da parte di aggregati di unità non già abilitate (non programmabili, non rilevanti, sistemi di accumulo)
- il progetto UPR (Unità di Produzione Rilevanti), finalizzato all'abilitazione alla fornitura di alcuni servizi ancillari da parte di unità di generazione rilevanti ma non obbligatoriamente abilitate, come ad esempio le FER non programmabili rilevanti
- il progetto UPI (Unità di Produzione Integrate), finalizzato a sperimentare l'accoppiamento di sistemi di accumulo con impianti di generazione termoelettrica, per la fornitura della regolazione primaria di frequenza
- il progetto *Fast Reserve*, finalizzato all'approvvigionamento di risorse in grado di fornire al sistema regolazione ultra-rapida di frequenza.

In questo quadro, la quasi totalità delle sperimentazioni è stata rivolta ad ampliare la platea di soggetti intitolati alla fornitura di un servizio, per estendere la disponibilità di risorse e rendere più competitivo l'approvvigionamento.

Solo in un caso (la *Fast Reserve*) si è definito un nuovo tipo di servizio, non precedentemente esistente nel Codice di Rete, per fronteggiare nuove possibili dinamiche e criticità su una rete di trasmissione meno inerziale.

L'ultima novità riguarda invece l'introduzione di nuove modalità di approvvigionamento di un servizio già esistente, la riserva di sostituzione, consultate da Terna a fine luglio. Il TSO ipotizza infatti, in caso di criticità che potrebbero mettere a rischio la disponibilità di riserva e il conseguente approvvigionamento sul MSD, di svolgere una fase di approvvigionamento a termine preliminare al Mercato del Giorno Prima (MGP). Gli operatori abilitati possono quindi partecipare alla sessione a termine, offrendo la propria disponibilità a

incrementare l'immissione in rete (riserva di sostituzione a salire) fino alla propria potenza massima, definendo un prezzo in €/MWh, per blocchi di ore. La capacità approvvisionata sull'asta riceverà il prezzo offerto (*pay-as-bid*), con l'obbligo di rendere disponibili e attivabili sul MSD da parte di Terna le quantità accettate.

I PROGETTI PILOTA PER I SERVIZI ANCILLARI LOCALI

Nell'ambito della riforma del TIDE, e sull'esempio della delibera 300/2017, l'Autorità ha avviato ([Delibera 352/2021/R/eel](#)) la sperimentazione del ruolo attivo dei distributori (DSO) nel dispacciamento e in particolare sui servizi ancillari locali¹⁰.

L'introduzione dei servizi ancillari locali è prevista anche dalla direttiva UE sul mercato interno

dell'energia elettrica (2019/944) che all'articolo 32 prevede che "gli Stati membri definiscano il quadro normativo necessario per consentire ai DSO di acquisire servizi di flessibilità [...] e incentivarli in tal senso, al fine di gestire e sviluppare in modo più efficiente il sistema di distribuzione".

Il percorso verso la decarbonizzazione richiede un nuovo ruolo per i distributori. Infatti, accanto allo sviluppo di capacità rinnovabile, spesso di piccola taglia e allacciata alla rete di distribuzione, avrà sempre maggiore impatto, in termini di profilo e volumi di carico, la diffusione delle pompe di calore elettriche in sostituzione delle caldaie tradizionali, la mobilità elettrica e i sistemi di accumulo elettrochimico di piccole dimensioni.

I DSO avranno quindi un ruolo sempre più rilevante nell'ambito dei servizi ancillari sia come facilitatori

ULTERIORE PASSO IN AVANTI VERSO L'ADOZIONE DEL CAPACITY MARKET

Il 7 settembre l'ARERA, sulla base dello studio messo in consultazione da Terna lo scorso 4 giugno ([Newsletter 255](#)), ha inviato al Ministero della Transizione Ecologica, la propria proposta in merito allo Standard di Adeguatezza ([Delibera 370/2021/R/eel](#)), parametro necessario per la definizione della curva di domanda in vista delle nuove aste del *Capacity Market*.

L'ARERA, nella proposta inviata al Ministero, ha rivisto al ribasso il valore dell'energia non fornita (VOLL) fissandolo a 20,000 €/MWh invece che a 28,000 €/MWh secondo lo studio di Terna. Rispetto al calcolo riportato nello studio del TSO, l'ARERA non ha considerato lo scenario di interruzione della fornitura di energia elettrica per la durata di due minuti ritenuto scarsamente rappresentativo, considerando quindi solamente lo scenario di interruzione per un periodo di 60 minuti.

La delibera stabilisce poi un intervallo del valore del Costo del Nuovo Entrante (CONE) compreso tra i 53,000 €/MWh e i 61,000 €/MWh, anch'esso inferiore rispetto al risultato emerso dal suddetto studio che era risultato compreso tra i 54,000 €/MWh e i 63,000 €/MWh. Nonostante i commenti della maggior parte degli operatori alla consultazione di Terna abbiano riguardato proprio il valore del CONE e nello specifico i valori del WACC¹, giudicato troppo basso considerata la maggior rischiosità dell'attività di produzione rispetto a quella della trasmissione elettrica², l'ARERA ha considerato un valore di WACC pari a 5,3% più basso rispetto a quello utilizzato da Terna pari al 5,6%.

Secondo l'ARERA, il premio della durata di 15 anni per la realizzazione di nuova capacità sottoporrebbe gli operatori a un minor rischio rispetto a quello a cui è esposto un investitore che opera in un mercato di tipo *energy-only* e quindi senza un meccanismo di remunerazione della capacità.

- segue a pag 9 -

¹ Utilizzato nel calcolo del CONE.

² Terna nello studio sullo Standard di Adeguatezza ha utilizzato il valore del WACC corrispondente al tasso di remunerazione (reale pre-tax) per la trasmissione dell'energia elettrica per il periodo 2019-21.

¹⁰ Cioè i servizi necessari per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro del sistema di distribuzione, incluso il servizio ancillare relativo alla frequenza.

neutrali per l'approvvigionamento di servizi globali da parte di Terna sia con un ruolo attivo di acquirenti di servizi locali, reperiti presso i produttori e consumatori allacciati alla rete di distribuzione.

Il progetto pilota che ha istituito le UVAM è stato il primo passo nel coinvolgimento dei distributori, in questo caso con il ruolo di facilitatori, in quanto è previsto che i distributori siano informati della partecipazione di UC o UP connesse alla loro rete e che forniscano informazioni a Terna e ai BSP in caso di limitazioni che riducano l'utilizzo di UC e UP per i servizi prestati dalle UVAM.

Con la delibera 352 dunque l'ARERA ha avviato la possibilità per i DSO di proporre progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali definendo una serie di caratteristiche che tali progetti devono soddisfare. I progetti possono essere proposti anche da gruppi di DSO nel caso condividano esigenze simili e devono essere sottoposti a un processo di consultazione per coinvolgere il maggior numero di soggetti interessati e successivamente essere approvati dall'ARERA. Nel proporre i progetti i distributori devono fornire, oltre alla descrizione e alle caratteristiche del

servizio proposto, anche il fabbisogno atteso, il costo del servizio e le alternative che potrebbero essere percorse (come, ad esempio, il potenziamento della rete di distribuzione). I servizi possono essere erogati da tutte le unità di produzione e consumo, compresi i sistemi di accumulo, previo soddisfacimento dei requisiti tecnici individuati dal DSO e possono essere offerti anche in forma aggregata da parte del BSP (*balancing service provider*). L'approvvigionamento dei servizi deve avvenire tramite procedure concorrenziali e di mercato, i DSO possono derogare da questo principio dando evidenza delle motivazioni che ostacolano tali soluzioni. I progetti devono inoltre prevedere un coordinamento con Terna nel caso in cui l'attivazione dei servizi comporti la modifica dei programmi in capo ai responsabili del bilanciamento (BRP). Infine, i progetti che verranno approvati saranno monitorati tramite relazioni periodiche che diano evidenza dei risultati ottenuti, degli effetti sul sistema elettrico e dei costi sostenuti.

L'ARERA propone che i costi per l'adeguamento delle infrastrutture e dei canali di comunicazione siano coperti il più possibile dall'accesso a

Lo Standard di Adeguatezza così proposto al MITE, definito come il numero massimo ammissibile di ore di perdita del carico del sistema elettrico (LOLE), calcolato come il rapporto tra il valore economico

dell'energia non fornita (VOLL) e il costo della nuova capacità entrante (CONE) necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema elettrica, risulta pari a 3 ore, uguale a quello attualmente vigente approvato con il Decreto Ministeriale del 28 giugno 2019, superiore di un ora rispetto a quello emerso dallo studio di Terna (**Tabella 1**).

Adesso la palla passa al MITE a cui spetta il compito di emanare il decreto di adozione del *Capacity Market* approvando lo Standard di Adeguatezza proposto da ARERA. Il passo successivo sarà la pubblicazione della curva di domanda da parte di Terna con l'indicazione dei premi da riconoscere agli operatori selezionati in fase d'asta.

Assumendo come periodo di pubblicazione del decreto di adozione del *Capacity Market* da parte del MITE fine settembre e considerando che dalla pubblicazione della curva di domanda alla fase d'asta devono passare necessariamente, per regolamento, almeno 60 giorni si prospetta che le nuove aste per il periodo di consegna 2024-2025 possano aver luogo non prima di fine novembre 2021.

TABELLA 1. PARAMETRI PER IL CALCOLO DELLO STANDARD DI ADEGUATEZZA

	VOLL (k€/MWh)	CONE (k€/MW/anno)	LOLE (h)
TERNA	28.4	54 - 63	2
ARERA	20	53 - 61	3

Fonte: elaborazioni REF-E

finanziamenti europei, altrimenti verranno inseriti in tariffa. Questa delibera introduce una sperimentazione importante e che permetterà di far emergere il valore di una serie di attività che le nuove tecnologie come i sistemi di accumulo ma anche il *vehicle-to-grid*, potrebbero offrire rendendo più sostenibili gli investimenti.

Inoltre, questi progetti pilota saranno l'occasione per i distributori di accelerare, o avviare, i loro piani di sviluppo tecnologico, ma anche organizzativo, che gli consentirà di ricoprire un ruolo attivo e dinamico nella gestione della rete.

ITALIA: FINALMENTE NEL MERCATO INTRA-DAY EUROPEO

L'atteso *go-live* del progetto *XBID* anche per le frontiere del mercato italiano è arrivato lo scorso 21 settembre. Tra gli ultimi paesi ad aderire (manca solo la Grecia che entrerà nel corso del 2022) e con un lungo percorso di avvicinamento ([Newsletter 251](#)), l'Italia si ritrova tuttavia all'avanguardia. Infatti, il nuovo mercato infragiornaliero (MI) italiano è organizzato secondo la struttura ibrida, con coesistenza di sessioni in asta e contrattazione continua, che diventerà la struttura definitiva per tutti i paesi europei a partire da gennaio 2023.

D'ora in avanti quindi non ci saranno più le sette aste, ma, dopo la chiusura di MGP alle 12 del giorno prima (D-1) e la pubblicazione dei risultati per le 13 i mercati si susseguiranno nel seguente modo:

Sessione	Tipologia	Ore scambiate	Avvio	Chiusura
MI-A1	Asta	Tutte e 24	12.55 (D-1)	15 (D-1)
MI-XBID I fase	Contrattazione continua	Tutte e 24	15.30 (D-1)	21.40 (D-1)
MI-A2	Asta	Tutte e 24	12.55 (D-1)	22 (D-1)
MI-XBID II fase	Contrattazione continua	Tutte e 24	22.30 (D-1)	In H-1 per le prime 12 ore del giorno D, alle 9.40 (D) per le restanti ore
MI-A3	Asta	Dalla 13 alla 24	12.55 (D-1)	10 (D)
MI-XBID III fase	Contrattazione continua	Dalla 13 alla 24	10.30 (D)	In H-1 fino alle 22 (D)

Per quanto riguarda le frontiere con i paesi confinanti, la situazione è ancora in fase di sviluppo e un po' ingarbugliata: infatti gli scambi con Francia e Austria sono attivi solo nelle fasi di *XBID*, la Grecia partecipa solo alle aste MI-A mentre gli scambi con la Slovenia sono attivi in tutte le fasi. Infine, gli scambi con Svizzera e Montenegro non rientrano in questo schema in quanto i due paesi non fanno parte dell'Unione Europea.

La profonda revisione dell'organizzazione di MI ha riguardato anche la relazione con il mercato dei servizi del dispacciamento (MSD), infatti, se nell'organizzazione precedente, le fasi MSD, e quindi l'intervento di Terna, arrivavano a mercati dell'energia conclusi, ora, con la chiusura della contrattazione continua in H-1, MSD verrà svolto prima della chiusura dei mercati dell'energia e quindi l'intervento di Terna inevitabilmente influenzerà la successiva contrattazione degli operatori. In esito alle sessioni MSD, Terna potrà definire, per gli impianti abilitati, degli intervalli di fattibilità nei quali dovrà essere compreso il programma finale degli impianti.

L'ultima novità rilevante è l'introduzione della contrattazione per portafoglio durante le fasi MI-*XBID*. Gli operatori potranno quindi offrire le loro unità di produzione tramite portafogli zionali a cui seguirà la nomina attraverso la nuova piattaforma messa a disposizione dal GME.

- segue a pag 11 -

La posizione commerciale in esito a MI dovrà infatti essere suddivisa tra gli impianti che compongono il portafoglio, tale nomina dovrà essere eseguita entro 57 minuti prima del tempo reale e dovrà rispettare due vincoli:

- i vincoli tecnici degli impianti: la quantità nominata sommata alle quantità già vendute su MGP, aste MI, MSD e scambi MI-XBID relativi alla singola unità, non potrà eccedere il limite di potenza massima o gli eventuali intervalli di fattibilità imposti da Terna
- i vincoli commerciali: ossia la somma delle nomine dovrà corrispondere alla posizione commerciale del portafoglio,

Questi due vincoli potrebbero non essere compatibili e in questo caso sarà data priorità ai vincoli tecnici degli impianti, in particolare per garantire che i programmi in esito a MI-XBID siano coerenti con i vincoli imposti da Terna durante le sessioni di MSD. Di conseguenza si potranno avere delle differenze tra le quantità nominate e la posizione commerciale, tale differenza è definita "sbilanciamento a programma MI-XBID" ed è equiparata "agli sbilanciamenti effettivi valorizzati al prezzo di sbilanciamento delle unità non abilitate risultante per la specifica zona a cui appartiene il portafoglio".

Infine, va segnalato che con il nuovo MI debuttano ufficialmente anche i prezzi negativi. Su MGP i limiti di prezzo delle offerte sono ora di -500 €/MWh e + 3000 €/MWh mentre su MI (sia asta che XBID) i limiti sono di -9999 e +9999 €/MWh.

An aerial photograph of a straight, two-lane asphalt road stretching into the distance, flanked by a dense forest of tall, green coniferous trees. The road has a dashed white line down the center and solid white lines on the edges. The lighting suggests late afternoon or early morning, with a warm glow on the trees.

02

MERCATO

GAS NATURALE

Import gas dall'Algeria: in aumento la flessibilità

Le partnership strategiche di lungo termine per la fornitura di gas naturale tra Algeria ed Europa rappresentano da sempre una fonte di approvvigionamento rilevante per il continente, garantendo la diversificazione del mix di offerta sia per l'Italia sia per la penisola Iberica. Secondo le informazioni disponibili, a oggi l'Algeria dovrebbe avere all'attivo contratti long term per circa 13 e 14 miliardi di metri cubi annui, rispettivamente, con Italia e Spagna, tutti in scadenza dopo il 2027. Di recente, la modulazione dei flussi provenienti dal Nord Africa ha contribuito in modo rilevante a equilibrare il mercato, una tendenza assecondata anche dalla regolazione delle allocazioni di capacità, sempre più flessibile, e che è anche alla base delle recenti dinamiche di andamento dello spread TTF-PSV.

IL CONTESTO: CONTRATTI SEMPRE LONG TERM, INDICIZZAZIONE OIL E CLAUOLE DI FLESSIBILITÀ

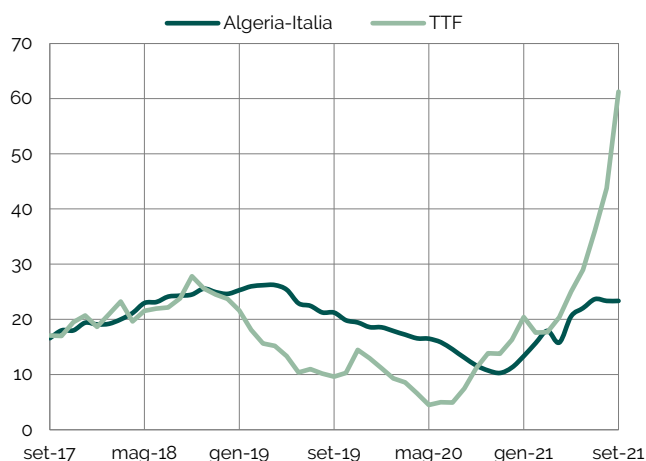
Tra i paesi esportatori di gas naturale del Nord Africa, l'Algeria è il principale fornitore per l'Europa e rappresenta quasi il 90% delle esportazioni (con la Libia che fa il saldo) abbastanza equamente suddivise tra Italia e Spagna. L'Algeria ha storicamente fornito gas alla penisola iberica tramite il gasdotto Maghreb-Europa (GME) che entra in Spagna nel punto di interconnessione di Tarifa attraversando il Marocco, con il quale aveva stipulato un contratto di transito nel 1996 della durata di 25 anni e in scadenza nel prossimo ottobre. Il recente inasprimento delle relazioni diplomatiche tra i due Paesi nordafricani, esacerbato da una lunga serie di dissidi politici per il controllo del Sahara occidentale, avrebbe portato alla decisione di Sonatrach di interrompere i rapporti con il Marocco e dirottare il gas in Spagna tramite il collegamento diretto Medgaz (presso il punto di entry di Almeria), la cui espansione della capacità da 8 a 10 miliardi di metri cubi all'anno è in fase di completamento e prevista entro fine 2021. Per rifornire l'Italia, invece, il gas di algerino attraversa la Tunisia (tramite il gasdotto Transtunisino TTPC) collegandosi al gasdotto sottomarino Transmed (TMPC) nel Mediterraneo per poi entrare presso il punto di interconnessione di Mazara del Vallo, in Sicilia.

I contratti con i tre principali importatori italiani sono stati rinegoziati nel 2019, ma per volumi inferiori rispetto a quelli firmati negli anni precedenti. Nel

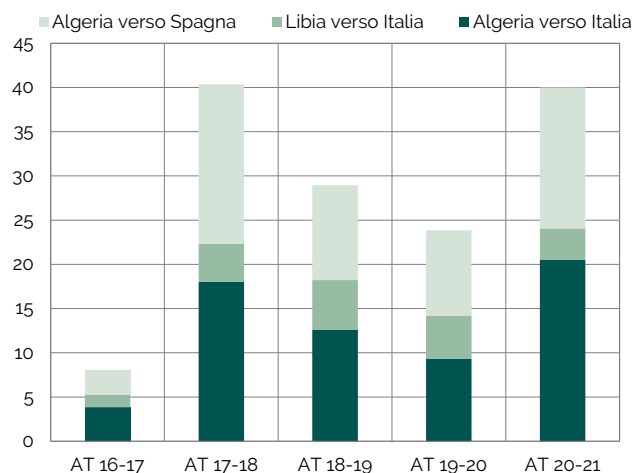
2019, l'italiana Edison ha prorogato il contratto di fornitura in essere con Sonatrach fino al 2027 per 1 miliardo di metri cubi annui, in riduzione rispetto a quello precedentemente firmato nel 2008 per la fornitura di 2 miliardi all'anno. Il rinnovo dell'accordo Enel, invece, in vigore da gennaio 2020, prevede la fornitura di 3 miliardi di metri cubi/anno di gas algerino fino al 2028, in calo rispetto ai 7 miliardi di metri cubi/anno dell'accordo firmato nel 1997. I contratti sono stati rinnovati anche con Eni a maggio 2019, per l'importazione di 9 miliardi di metri cubi di gas all'anno fino al 2027 (con la possibilità di estendere la fornitura per ulteriori due anni, fino al 2029).

Nel 2019 l'Algeria ha anche esteso l'accordo per la fornitura di gas al Portogallo, rinnovando per ulteriori 10 anni quello precedentemente stipulato nel 1994, per un volume di 2.5 miliardi di metri cubi di gas naturale all'anno. Sempre nel 2019, secondo le informazioni disponibili, Sonatrach ha siglato nuovi contratti di lungo termine con la spagnola Natrurgy e la turca Botas.

I contratti di fornitura a lungo termine del gas nordafricano restano dominati dall'indicizzazione al prezzo del petrolio, con un *lag* temporale di circa sei mesi rispetto all'andamento del Brent. Durante i primi mesi del 2020, con i prezzi del gas dei principali *hub* europei scesi ai minimi storici, anche i flussi di origine nordafricana verso l'Europa sono diminuiti, favorendo invece quelli dalla Russia e dalla Norvegia grazie alla maggiore competitività del TTF. Nel corso dell'AT 2020-2021, invece, le esportazioni dall'Algeria verso i paesi europei sono

FIGURA 1. PREZZO DEL GAS ALGERIA - ITALIA
(€/MWh)

Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 2. ESPORTAZIONI DAL NORD AFRICA (Bcm)

Fonte: elaborazioni REF-E

aumentate in media di oltre il 90% rispetto all'AT 2019-2020, risultando più convenienti dei prezzi *spot* del gas in aumento.

Sebbene in Algeria non esista un mercato *spot*, nei fatti le importazioni dall'Algeria hanno di recente assecondato il mercato europeo, con una rilevante flessibilità stagionale importante. I flussi in arrivo in Italia presso il punto di *entry* di Mazara del Vallo sono aumentati esponenzialmente negli ultimi mesi: nonostante gli annunci reiterati da parte di Sonatrach di consegne inferiori rispetto alle richieste le consegne sono aumentate oltre il 120% rispetto allo scorso AT.

Questo aumento è reso possibile da più fattori. Oltre alla convenienza dei prezzi dei contratti *long term* (legati al prezzo del petrolio) rispetto al recente andamento del prezzo *spot* del gas agli *hub*, i tre acquirenti italiani a lungo termine hanno la possibilità di acquistare anche volumi *spot* (su base mensile e trimestrale) senza limiti di fornitura, al di sopra della quantità contrattualizzata a lungo termine.

Questa possibilità era stata offerta da Sonatrach nel 2019, in occasione della rinegoziazione dei contratti di lungo periodo, avendo registrato una diminuzione dei volumi concordati rispetto agli anni passati. In base alle informazioni disponibili, infine, nei contratti *long term* è previsto anche il servizio di *Make-up Gas*, ovvero il diritto di ricevere in anni successivi (senza ulteriori addebiti) i volumi di gas per il quale un acquirente ha già pagato in base agli obblighi *Take or Pay* ma che non ha ritirato durante l'anno contrattuale al quale si riferiscono.

ALLOCAZIONI DI CAPACITÀ; NUOVE REGOLE

Le aste per i conferimenti della capacità di trasporto vengono effettuate sulla piattaforma PRISMA. I conferimenti di capacità di trasporto da parte di Snam sui punti di ingresso della rete nazionale possono essere effettuati su base annuale, ovvero per periodi che corrispondono a uno o più Anni Termici (fino a un massimo di 15), trimestrale, mensile, giornaliera oppure *intra-day*.

Il processo di conferimento della capacità avviene secondo tempi e modi dettati dal [Regolamento UE 459/2017 del 16 marzo 2017](#) (Regolamento *Capacity Allocation Mechanism*, CAM), valido formalmente per tutti i punti di interconnessione tra i Paesi membri dell'UE (tra cui Tarvisio, Gorizia e Melendugno). Nel caso italiano, per i punti di interconnessione con i Paesi non appartenenti all'UE e con la Svizzera (Mazara del Vallo, Gela e Passo Gries), l'applicazione del suddetto regolamento avviene su base volontaria anche se l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) ha disposto di attenersi quanto più possibile alle medesime tempistiche e procedure al fine di promuovere un maggiore equilibrio nell'organizzazione di mercato ([Delibera 137/2014/R/gas](#) del 27 marzo 2014).

Al fine di flessibilizzare ulteriormente l'acquisizione di capacità in entrata nella rete nazionale e, al contempo, contribuire alla promozione della sicurezza delle forniture di gas in Italia, Snam ha recentemente messo in consultazione una modifica del Codice di Rete, sollecitata con urgenza dall'Autorità a seguito di alcune problematiche

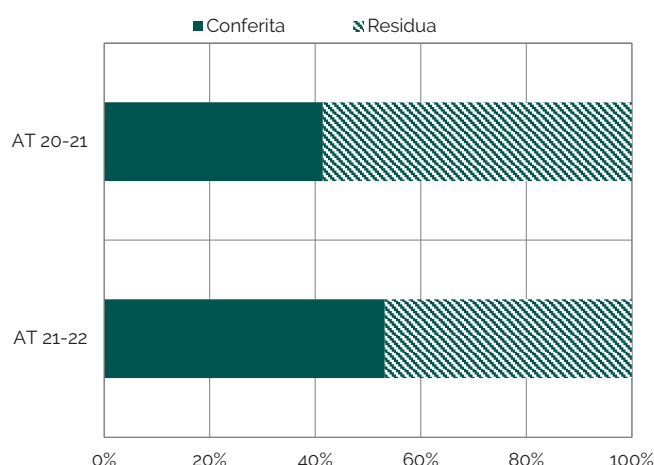
sollevate dagli utenti del trasporto. Con l'avvio del prossimo AT verranno infatti aggiornate le modalità di conferimento, per i soli punti di Mazara del Vallo e Gela, del prodotto di capacità continua di durata annuale ([Delibera 324/2021/R/gas](#) del 27 luglio 2021).

Mentre il Regolamento CAM prevede che l'asta annuale per la prenotazione della capacità annua pressotuttiipuntidiinterconnessionesiaorganizzata una volta l'anno (con inizio il primo lunedì del mese di luglio), per i punti di interconnessione con l'Algeria e con la Libia sarà possibile presentare la richiesta di conferimento di capacità annua anche ad AT avviato. Questa soluzione fa seguito alle difficoltà riscontrate dagli utenti del trasporto nel coordinare le tempistiche di partecipazione alla procedura previste dal Regolamento con quelle relative alla stipula dei contratti di approvvigionamento con Paesi non-europei. La stessa problematica si era già presentata nel 2019, risolta con l'introduzione in via eccezionale di una seconda sessione di conferimento nel mese di settembre ([Delibera 308/2019/R/gas](#) del 16 luglio 2019).

UN RUOLO SEMPRE PIÙ RILEVANTE PER L'ALGERIA

Per l'AT 2021-2022 al punto di *entry* di Mazara del Vallo, a oggi sono stati conferiti poco più di 54 milioni di metri cubi di capacità di trasporto annuale rispetto a una capacità disponibile di 102 milioni, in aumento del 28% rispetto alla capacità conferita per l'AT 2020-2021 (circa 42 milioni). È quindi plausibile attendersi che i volumi in ingresso dai cosiddetti Punti da Sud (inclusi quindi anche quelli in arrivo dall'Azerbaijan) rimangano elevati anche nel corso del prossimo AT, anche in considerazione del fatto di una sempre maggiore incertezza legata all'evoluzione dei rapporti commerciali tra Russia e Ucraina e dell'atteso ingresso del nuovo gasdotto Nord Stream 2. Il controverso gasdotto Nord Stream 2 per il raddoppio della capacità gas dalla Russia alla Germania (da 55 a 110 miliardi di metri cubi annui) è ormai concluso. Tuttavia, potrebbero essere necessari ulteriori 6-8 mesi prima che le forniture abbiano effettivamente inizio, considerando le tempistiche necessarie al regolatore tedesco Bundesnetzagentur ed alla Commissione Europea per accertare che la sezione *offshore* che ricade nelle acque europee

FIGURA 3. CONFERIMENTI ANNUALI DI CAPACITÀ ANNUA (%)

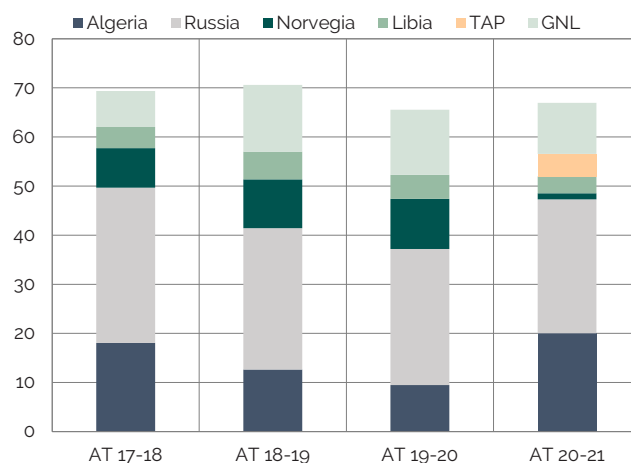


Fonte: elaborazioni REF-E

sia conforme alla normativa UE (*Third Party Access*, *Unbundling* e schema tariffario). Attraverso la nuova *pipeline*, la Russia spedirebbe flussi di gas in Europa bypassando l'Ucraina, inasprendo ulteriormente i rapporti già in crisi da anni.

Come verrà approfondito nello speciale gas di prossima uscita, l'andamento dei flussi dall'Algeria rimarrà nei prossimi anni pivotale per la determinazione delle dinamiche di andamento dello *spread* TTF-PSV, specialmente nei periodi di tensione sul mercato del GNL. Alla maggiore flessibilità concessa da Sonatrach e assecondata dalle regole di allocazione della capacità, fa da contrasto la scarsità di investimenti e la sempre delicata situazione politica interna dell'Algeria, che può mettere a rischio la tenuta dei flussi su livelli elevati per lunghi periodi. Una situazione da tenere monitorata.

FIGURA 4. IMPORT GAS ITALIA (Bcm)



Fonte: elaborazioni REF-E



03

IMPRESA E

ISTITUZIONI

L'impennata degli energetici: gli effetti per il mercato *retail*

I sostanziali rincari delle bollette non dipendono dalla crescita delle rinnovabili ma dalla crescita dei prezzi del gas guidata da dinamiche internazionali, mentre il costo della CO2 non riflette pienamente gli aumenti recenti delle commodities. La sempre maggiore presenza di contratti sul mercato libero a prezzo fisso e gli interventi governativi, nonché la riduzione del costo delle rinnovabili incentivate a premio sul prezzo di mercato, contribuiranno a limitare gli aumenti, comunque sostanziosi, che si rifletteranno invece completamente nei clienti del neo-istituito servizio a tutele gradual, le cui condizioni rispecchiano quelle dei mercati all'ingrosso del mese stesso. Fanno discutere gli interventi spagnoli.

I RINCARI SULLA MATERIA ENERGIA

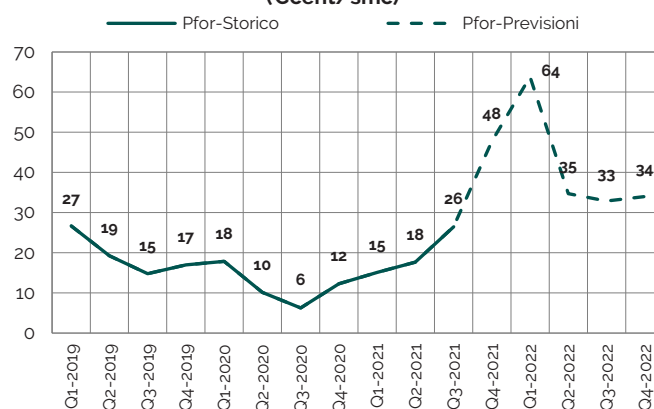
Nel quarto trimestre di quest'anno, la spesa per la materia energia nelle bollette di energia elettrica e gas dei clienti in Maggior Tutela subirà un rialzo significativo, legato alle forti tendenze al rialzo dei prezzi osservate sui mercati energetici a partire da qualche mese.

Le quotazioni di agosto dei *futures* TTF con consegna nel quarto trimestre 2021, prese come riferimento dall'ARERA per l'aggiornamento della componente a copertura dei costi di acquisto del gas all'ingrosso (Pfor) nella bolletta gas nel servizio di Tutela, hanno raggiunto un valore medio di 44.6 €/MWh (o 47.7 €cent/smc), in rialzo dell'80% rispetto al riferimento per l'aggiornamento tariffario precedente¹ (**Figura 1**). Nel terzo trimestre, il Pfor costituiva quasi il 50% della spesa (pre-tasse) della famiglia tipo² per il consumo di gas. Il suo aggiornamento, senza interventi sulle altre componenti della bolletta, comporterebbe dunque un incremento del 40% della spesa.

Le quotazioni più recenti si sono spostate ancora più in alto, riflettendo il continuo rialzo dei prezzi sui mercati a pronti, e prospettando nuovi rialzi per l'inizio del 2022, quando la maggiore domanda dei mesi invernali aggiungerà pressioni sul prezzo del gas.

Anche sul fronte elettrico, il prezzo sul Mercato del Giorno Prima (MGP) continua a segnare nuovi

**FIGURA 1. GAS NATURALE:
APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA
(€cent/smc)**



Previsivo basato su forward al 23 settembre 2021

Fonte: elaborazioni REF-E

record, riportando un valore medio per il terzo trimestre 2021 (cumulato al 23 settembre) di quasi 120 €/MWh, valore superiore a quello previsto dal corrispettivo PE³ nell'aggiornamento di luglio, che pur includendo i costi aggiuntivi legati alle perdite di rete (circa 10-11%), si era attestato a un valore di 106.91 €/MWh per i clienti domestici e di 111.66 €/MWh per le micro-imprese in Maggior Tutela. Il prossimo aggiornamento, oltre ad aggiustare l'eventuale sottostima della componente PE del terzo trimestre tramite la componente PPE (Prezzo Perequazione Energia), dovrà rivedere al rialzo il valore del corrispettivo PE per tenere conto degli ultimi incrementi del prezzo elettrico (con un PUN medio tra il primo e il 23 settembre pari a 150.47

¹ Le quotazioni medie di maggio 2021 del prodotto TTF Q3-2021 su Alba Soluzioni, usate come riferimento per la definizione del Pfor per il terzo trimestre di quest'anno, avevano chiuso ad un valore di 24.7 €/MWh.

² Per l'ARERA, alla famiglia tipo corrispondono consumi annui di 1.400 smc di gas e 2.700 kWh di energia elettrica (con un contatore elettrico da 3 kW di potenza installata).

³ Il corrispettivo PE è volto alla copertura dei costi attesi per l'approvvigionamento dell'energia elettrica durante il trimestre di riferimento.

€/MWh) e i rincari previsti nel corso del prossimo trimestre.

L'incremento sopra alle attese del prezzo elettrico nel terzo trimestre è già stato pagato dalle piccole imprese e dalle micro-imprese con potenza installata superiore a 15 kW, beneficiarie del servizio di Tutele Graduali. A partire da luglio, queste ultime sono state servite dai venditori selezionati tramite le procedure concorsuali svoltesi in primavera ([Newsletter 248-249](#)), continuando però a corrispondere la componente PEap, calcolata ex-post dall'ARERA sulla base del valore consuntivo del PUN, per la copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia. L'evoluzione del PUN, con l'aggiunta dei costi per le perdite di rete, dovrebbe portare la PEap oltre i 160 €/MWh nel mese di settembre, dopo il superamento dei 120€/MWh ad agosto (**Figura 2**).

GLI ULTIMI TREND NEL MERCATO RETAIL

Il rincaro dei prezzi tutelati, aggiornati trimestralmente dall'ARERA, riguarda tempestivamente una fetta sempre più piccola della popolazione per via della progressiva transizione dei clienti finali verso il mercato libero, dove la prevalenza di offerte a prezzo fisso dovrebbe rallentare i rincari in bolletta.

Secondo quanto riportato dall'[ultima relazione annuale](#) dell'ARERA, nel 2020, nel mercato elettrico, la percentuale di clienti domestici nel mercato libero ha superato il 50% del totale, con un aumento di circa cinque punti percentuali rispetto al 2019 (**Figura 3**). Il tasso di *switching* dal mercato tutelato si è attestato a livelli di poco superiori a quelli del 2019, e significativamente al di sopra di quelli registrati precedentemente, grazie anche al susseguirsi dei rinvii sulla rimozione definitiva del regime di maggior tutela, ora fissata per gennaio 2023.

Negli ultimi anni, nel mercato libero, solo una quota di circa il 14-16% dei clienti domestici ha mantenuto un contratto per la fornitura di energia a prezzo variabile, indicizzato ai corrispettivi pubblicati dall'ARERA o direttamente al PUN (**Figura 4**). La parte rimanente ha invece preferito la

FIGURA 2. EVOLUZIONE DEL PUN E DELLA COMPONENTE PEap PER IL SERVIZIO DI TUTELE GRADUALI (€/MWh)

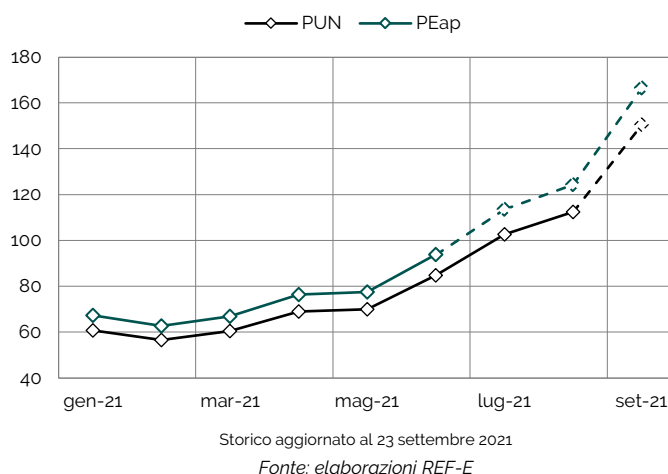


FIGURA 3. SETTORE DOMESTICO ELETTRICO: NUMERO DI CLIENTI IN MAGGIOR TUTELA E NEL MERCATO LIBERO (Milioni/%)

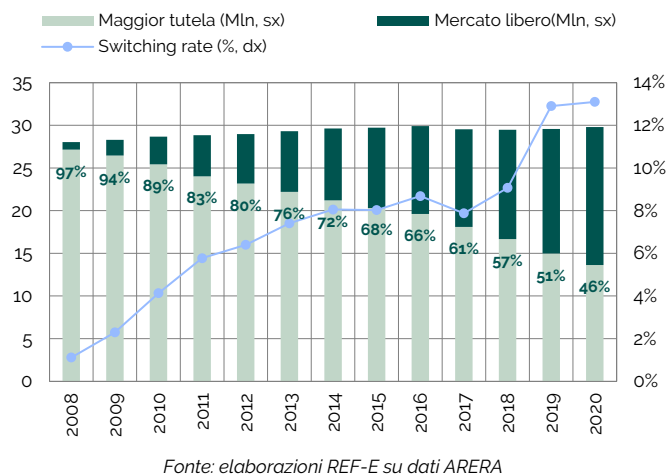
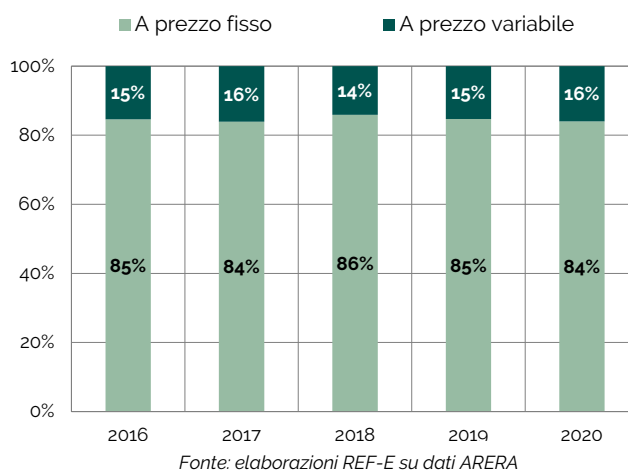


FIGURA 4. SETTORE DOMESTICO ELETTRICO: CLIENTI NEL MERCATO LIBERO PER TIPOLOGIA DI CONTRATTO (%)



sottoscrizione di un contratto a prezzo fisso, ovvero con i corrispettivi mantenuti invariati per almeno un anno.

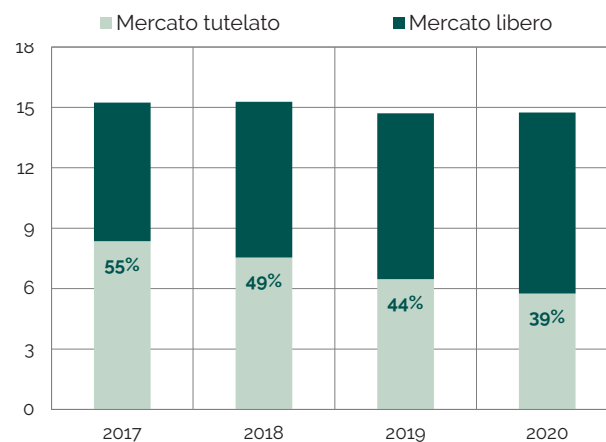
Nel settore elettrico, l'incremento della quota di clienti nel mercato libero ha quindi significato un calo della quota e del numero dei clienti immediatamente esposti alla variazione dei prezzi sui mercati energetici. Nello specifico, nel corso del 2020, il numero dei clienti esposti a condizioni contrattuali variabili è sceso di quasi un milione di unità rispetto al 2019 (-6%).

Simili tendenze possono essere osservate nel mercato del gas, dove, nel 2020, la percentuale dei Punti di Riconsegna (PdR) del settore domestico nel mercato Tutelato è scesa di cinque punti percentuali rispetto al 2019, portandosi su un livello di poco inferiore al 40% (**Figura 5**). La quota di clienti domestici gas nel mercato libero che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di gas a prezzo fisso rimane inferiore rispetto a quella osservata nel settore elettrico, ma ha riportato un incremento di circa quattro punti percentuali tra 2019 e 2020, arrivando a coprire quasi tre quarti della clientela nel mercato libero (**Figura 6**). Anche nel mercato gas, il numero di clienti finali tempestivamente esposti ai rincari della materia prima gas ha quindi riportato una contrazione negli ultimi anni, limitando la necessità di un intervento immediato del Governo per calmierare i rincari in bolletta.

LE MISURE ITALIANE PER CONTRASTARE I RINCARI

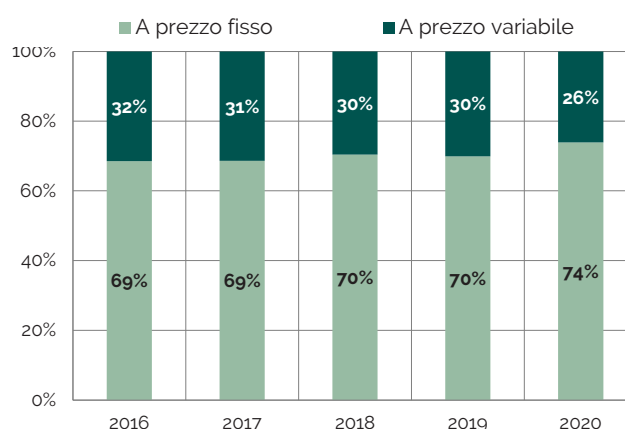
A giugno, il Governo e l'ARERA erano già intervenuti per limitare gli incrementi in bolletta dovuti ai primi effetti della salita dei prezzi degli energetici ([Newsletter 256](#)). In quell'occasione, l'intervento aveva contenuto la spesa nella bolletta elettrica legata agli oneri generali di sistema, mettendo a disposizione 1.2 miliardi di euro dei proventi delle aste ETS per ridurre la componente Asos, a copertura dei costi per gli incentivi alle fonti di energia rinnovabile, e annullando transitoriamente i trasferimenti al fondo per l'efficienza energetica nel settore energetico, coperti dalla componente Arim. Nella stessa occasione, erano anche stati prolungati al mese di luglio gli sconti sugli oneri

**FIGURA 5. SETTORE DOMESTICO GAS:
NUMERO DI PDR NEL MERCATO TUTELATO
E NEL MERCATO LIBERO (Milioni)**



Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

**FIGURA 6. SETTORE DOMESTICO GAS:
CLIENTI NEL MERCATO LIBERO PER
TIPOLOGIA DI CONTRATTO (%)**



Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

generali di sistema e sui costi di distribuzione e misura per le utenze elettriche non domestiche in bassa tensione, inizialmente introdotti la scorsa primavera dal decreto Sostegni per aiutare le imprese a far fronte agli effetti della pandemia.

Il prolungarsi della salita dei prezzi energetici ha reso necessari nuovi interventi a sostegno dei clienti finali anche per il quarto trimestre. Diverse tipologie di correttivi potevano essere prese in considerazione per far fronte ai nuovi rincari. Queste includono:

- lo spostamento dei maggiori costi trimestrali in un altro periodo, per gestire l'andamento dei costi degli energetici all'interno del sistema
- lo spostamento della copertura di alcuni costi, quali ad esempio quelli per l'incentivazione delle fonti rinnovabili, sotto la finanza pubblica

- l'utilizzo dei proventi ETS per la copertura di parte dei costi, finora inseriti in bolletta, per lo sviluppo delle fonti rinnovabili o per favorire l'efficientamento energetico, come consentito dalle disposizioni europee, ma con il rischio di indebolire il ruolo delle politiche pubbliche ambientali
- lo spostamento dei maggiori costi a carico esclusivamente di alcuni gruppi di imprese, andando ad esempio a ridurre i maggiori margini degli impianti di generazione elettrica da fonte rinnovabile ottenuti grazie alla salita dei prezzi elettrici, come nel caso dell'intervento del governo spagnolo, o, al contrario, andando a tassare maggiormente l'utilizzo delle fonti fossili, introducendo però il rischio di un trasferimento di questa tassazione sui clienti finali e, quindi, di una intensificazione dei rincari.

Con il [Decreto-legge Energia del 23 settembre 2021](#), il governo italiano ha deciso di continuare ad optare per un mix di diversi interventi correttivi per far fronte ai rincari. Nello specifico, per le utenze elettriche, il governo ha confermato per il prossimo trimestre lo stanziamento di 700 milioni di euro di proventi ETS per la compensazione degli oneri generali per il sistema elettrico, aggiungendo ulteriori 1.3 miliardi di euro di fondi pubblici, da trasferire alla Cassa dei Servizi Energetici e Ambientali, 800 milioni dei quali garantiranno l'azzeramento delle aliquote degli oneri generali di sistema per le utenze domestiche e non domestiche in bassa tensione. Nel settore gas, il Governo ha invece deciso la riduzione dell'aliquota IVA applicata ai consumi gas dal 10%-22% (variabile in base al livello dei consumi annui) al 5%, e di ridurre le aliquote relative agli oneri generali di sistema gas fino al raggiungimento della soglia di 480 milioni di euro. Ulteriori 450 milioni di euro verranno infine destinati a limitare i rincari in bolletta di energia elettrica e gas per le utenze beneficiarie del bonus sociale elettrico e gas. La validità di tutti i nuovi interventi è al momento prevista solo per le bollette del quarto trimestre di quest'anno. Sono quindi rimandate a fine anno le discussioni sugli interventi necessari a calmierare gli eventuali aumenti in bolletta del primo trimestre 2022 o su una possibile modifica permanente della

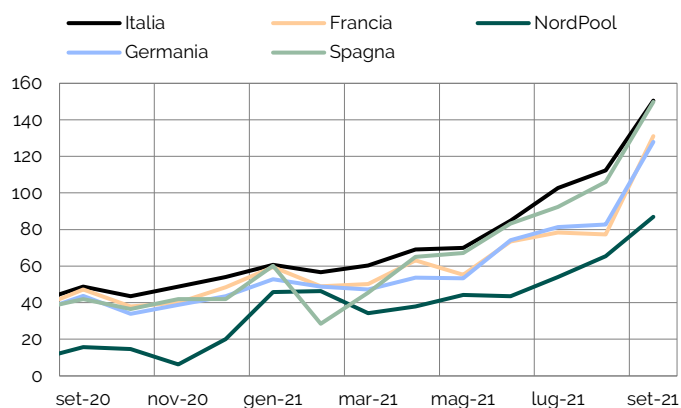
struttura della bolletta.

Per la famiglia tipo in Maggior Tutela, l'azzeramento delle aliquote relative agli oneri di sistema per il settore elettrico dovrebbe rappresentare un risparmio di circa 4 €cent/kWh⁴ nella bolletta per l'energia elettrica (pre-tasse), che andrà ad attenuare il rincaro guidato dalle componenti a copertura della materia energia. Per la famiglia tipo beneficiaria del servizio di Tutela gas, lo sconto sugli oneri generali di sistema si tradurrà invece in una riduzione massima, rispetto al trimestre precedente, di circa 4 €cent/smc della spesa pre-tasse, contro un aumento di oltre 20 €cent/smc per il rialzo del Pfor. Tale incremento netto della spesa pre-tasse, verrà però calmierato dalla riduzione dell'imposizione fiscale. Una valutazione comprensiva dell'impatto degli interventi correttivi sarà possibile una volta diffusi i corrispettivi effettivamente applicati per la definizione delle bollette per il prossimo trimestre.

I CORRETTIVI SPAGNOLI

Il governo italiano non è stato il solo a dover fronteggiare i rincari in bolletta dovuti alla salita degli energetici. Gli aumenti dei prezzi del gas e della CO₂ hanno infatti causato un incremento dei prezzi elettrici in tutti i paesi europei (**Figura 7**), con un'intensità superiore per il prezzo italiano e per quello spagnolo per via del maggior peso degli impianti di generazione a gas nel *mix* produttivo dei due paesi.

FIGURA 7. ANDAMENTO MENSILE DEI PREZZI SPOT IN EUROPA (€/MWh)



Storico aggiornato al 23 settembre 2021

Fonte: elaborazioni REF-E

⁴ La spesa per gli oneri generali di sistema della famiglia tipo è stata pari a 4.2 €cent/kWh nel primo e nel secondo trimestre 2021, per poi ridursi a 2.4 €cent/kWh nel terzo trimestre, per i tagli temporanei adottati lo scorso giugno.

Il pacchetto di misure introdotte dal governo spagnolo per fronteggiare i rincari include molteplici tipologie di correttivi, con impatti significativi sul disegno nel mercato elettrico che potrebbero scontrarsi con quanto stabilito dalle disposizioni europee.

L'esecutivo spagnolo, in primis, ha esteso al quarto trimestre l'azzeramento della tassa del 7% pagata dai produttori di energia elettrica sulla generazione, già previsto per il terzo trimestre di quest'anno, e ha poi confermato la riduzione dell'IVA sui consumi elettrici dal 21% al 10% per le utenze con potenza contrattuale fino a 10 kW, come già stabilito lo scorso giugno. A queste misure, si è aggiunto un ulteriore intervento di tipo fiscale, che ha introdotto una riduzione dal 5,1% al 0,5% dell'imposta indiretta sul consumo di energia elettrica. Tale taglio sarà però integralmente valido solo se la tassazione minima dei consumi finali risulterà almeno pari a 0,5 €/MWh per le attività professionali e a 1 €/MWh per gli altri usi. Come per il caso italiano, anche il governo spagnolo ha poi stabilito un incremento nello stanziamento dei ricavi delle aste ETS per la copertura degli oneri del sistema elettrico relativi alla promozione delle rinnovabili, portandolo da un tetto di 1,1 miliardi di euro a 2 miliardi.

Per far fronte alle difficoltà che le società spagnole non verticalmente integrate possono incontrare nel trovare un'adeguata copertura al rischio dei rincari sul mercato forward, è stato poi introdotto un obbligo per i gruppi verticalmente integrati con una quota di mercato significativa nella generazione di energia elettrica di mettere in vendita a termine, tramite aste, una quantità minima di energia elettrica. Tale intervento ha l'obiettivo ultimo di incrementare la concorrenza nel mercato al dettaglio, migliorando la competitività degli attuali operatori retail indipendenti e favorendo l'ingresso di nuovi competitors, contribuendo quindi alla riduzione dei prezzi dell'energia per i clienti finali.

Nel settore elettrico, lo schema definito dalla normativa europea per il mercato del giorno prima prevede che il prezzo di equilibrio che emerge dall'incrocio tra le curve di domanda e offerta venga pagato a tutti gli impianti accettati nella sessione di mercato, indipendentemente dalla loro offerta. Nel mercato spagnolo, gli impianti che determinano

il prezzo di equilibrio sono generalmente quelli di generazione a gas, che, oltre ad aver subito un incremento dei costi legato agli aumenti del prezzo del gas, hanno anche subito i rincari legati all'andamento della CO₂.

Tali aumenti sono chiaramente riflessi nelle offerte degli impianti a gas e nell'andamento dei prezzi di equilibrio registrati sul mercato del giorno prima, creando un significativo incremento nei ricavi riscossi dagli impianti intra-marginali, tra cui, nel caso spagnolo, gli impianti a energia rinnovabile e quelli a energia nucleare. Il governo spagnolo ha quindi deciso di riscuotere parte di questi ricavi eccessivi dagli impianti infra-marginali che non producono emissioni di CO₂ al fine di utilizzare i proventi per calmierare i rincari in bolletta. La riduzione dei ricavi eccessivi sarà pari a un ammontare proporzionale al valore raggiunto dal prezzo del gas nel mercato spagnolo ed escluderà tutti gli impianti al di fuori del territorio peninsulare spagnolo, quelli che beneficiano di specifici regimi di remunerazione e quelli titolari di una capacità inferiore ai 10 MW. Dopo lo scalpore iniziale legato ai possibili impatti negativi dell'intervento sui PPA (*Power Purchase Agreements*), la ministra della Transizione Ecologica spagnola, Teresa Ribera, è intervenuta per rassicurare i sottoscrittori di contratti bilaterali per gli impianti bilaterali, garantendo anche l'esclusione dall'intervento dei contratti di scambio non indicizzati all'evoluzione delle quotazioni gas. Il correttivo rimarrà in vigore fino al primo trimestre 2022 e verrà applicato solo se il prezzo del gas nel mercato iberico rimarrà al di sopra di 20 €/MWh.

L'ultima misura introdotta da Madrid è invece mirata a mitigare i rincari nelle bollette gas. Nello specifico, il governo spagnolo ha deciso di limitare per i prossimi due trimestri l'aumento del livello dei costi per la materia prima gas nella bolletta dei clienti di ultima istanza, circa 1,5 milioni di utenze domestiche e non, con consumi annui inferiori a cinquanta mila kilowattora. Le minori entrate del prossimo semestre saranno coperte nei trimestri successivi, quando l'attesa discesa dei prezzi gas dopo la fine dell'inverno dovrebbe permettere di incrementare gli introiti del sistema gas senza pesare eccessivamente sulla bolletta.

La Commissione Europea ha espresso alcuni dubbi sulle misure strutturali introdotte dall'esecutivo spagnolo visto che la decisione di limitare i profitti eccessivi degli impianti infra-marginali sul mercato del giorno prima potrebbe scontrarsi con le disposizioni europee sul disegno del mercato elettrico. Nel rispondere, il governo di Madrid ha richiesto alla Commissione di definire delle linee guida per aiutare gli Stati membri nel definire strumenti per tutelare i consumatori finali in presenza di bruschi rialzi degli energetici.

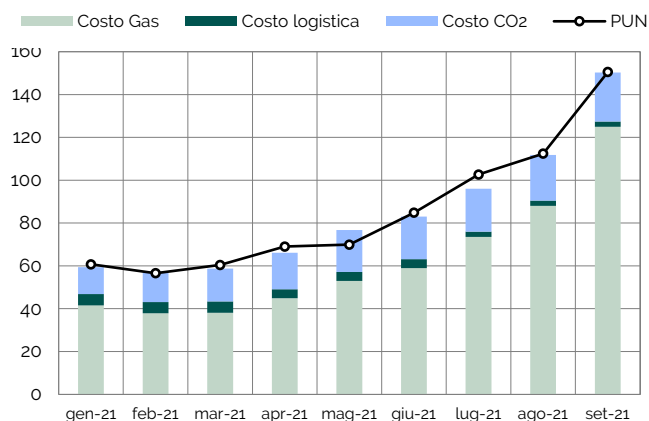
LE DETERMINANTI DEI RINCARI IN BOLLETTA

I rincari nelle bollette di energia elettrica e gas hanno aperto una discussione sulle cause dietro agli aumenti, e nello specifico, sul ruolo dei costi della transizione energetica.

Il prezzo dei certificati ETS, raddoppiato tra la fine del 2020 e settembre 2021, è una componente dei costi marginali degli impianti CCGT e influisce quindi sul prezzo di equilibrio formato su MGP. Nel mercato elettrico, l'ETS ha il ruolo di incentivare il passaggio da tecnologie di generazione con maggiori fattori di emissione a tecnologie a minori emissioni, favorendo infine le tecnologie rinnovabili a zero emissioni. Un incremento del prezzo dei certificati va infatti a rendere più svantaggiosa la produzione di impianti con alti livelli di emissioni rispetto a quella di impianti a basse emissioni, a parità di altre condizioni. La transizione energetica e i sempre più stringenti obiettivi prefissati dalla Commissione Europea sono quindi stati identificati da alcuni come la causa dei prezzi alti emersi sul mercato elettrico negli ultimi mesi.

Tuttavia, nonostante l'impennata dei prezzi dei certificati ETS, a settembre 2021, i costi a copertura delle emissioni hanno rappresentato solo il 15% dei costi unitari totali per la generazione di energia elettrica degli impianti CCGT con efficienza al 53%, e, tra gennaio e settembre di quest'anno, hanno causato solo l'11% dell'incremento osservato nei costi unitari dei CCGT al 53% (**Figura 8**). L'incremento dei costi di generazione a gas è stato invece trainato dai rincari della materia prima gas, che costituisce oltre l'80% dei costi di generazione elettrica per gli impianti CCGT al 53%.

**FIGURA 8. PUN E COSTI IMPIANTI CCGT (EFF. 53%)
MEDI MENSILI A CONFRONTO (€/MWh)**



Storico aggiornato al 23 settembre 2021

Fonte: elaborazioni REF-E

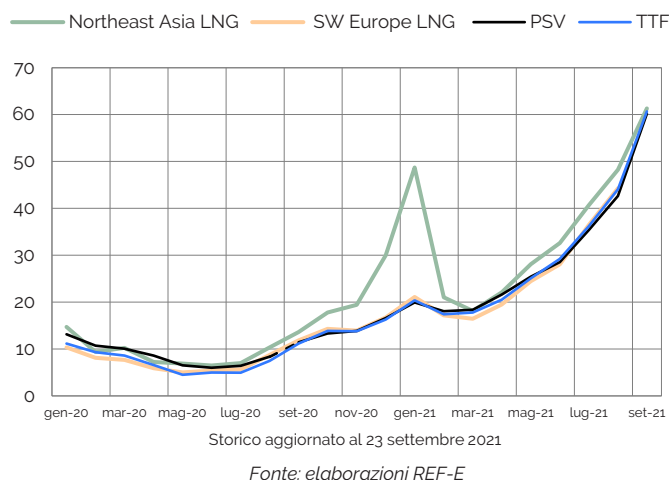
Visto il livello raggiunto dai prezzi del gas in Europa, l'attuale valore dei prezzi dei certificati ETS non è neanche sufficiente a garantire lo switch, richiesto dalla transizione, dalla generazione di energia elettrica a carbone a quella a gas per gli impianti ad efficienza media⁵. A partire dallo scorso agosto, infatti, solo lo switch tra gli impianti a carbone a bassa efficienza (30%) e quelli a gas ad alta efficienza (60%) è rimasto garantito, visto che la salita del prezzo del gas al PSV (+200%) tra gennaio e settembre) ha più che controbilanciato l'impatto del rincaro della CO2 (+80%) e del carbone (+150%) sui costi di generazione a carbone.

Gli investimenti a favore della transizione energetica entrano anche direttamente in bolletta attraverso la spesa per gli oneri generali di sistema. In questo caso però, l'incremento del prezzo di equilibrio su MGP potrebbe costituire un vantaggio per la bolletta. L'aumento del PUN influisce infatti positivamente sui ricavi afferenti all'anno in corso che il GSE ottiene dalla vendita dell'energia rinnovabile incentivata, andando a ridurre il gettito da coprire negli oneri generali di sistema tramite la componente Asos. L'aumento del prezzo elettrico nel 2021 influirà poi positivamente sui margini ottenuti dal GSE nel 2022, visto che l'incentivo erogato dal GSE agli impianti che rientrano nel meccanismo di incentivazione degli ex-Certificati Verdi (ex-CV) sono dati dalla differenza tra 180 €/MWh e il prezzo medio di cessione dell'energia dell'anno precedente.

⁵ Il valore dell'efficienza media è pari al 35% per gli impianti a carbone e al 53% per i CCGT.

In ultimo, anche l'aumento dei costi del gas non è imputabile a fattori connessi alla transizione energetica. La recente dinamica dei prezzi del gas in Europa è invece il risultato della scarsità dell'import via *pipelines* che ha incrementato la dipendenza dalle importazioni di GNL, in un momento in cui il mercato GNL era già in forte tensione. Le manutenzioni alle strutture di trasporto e di produzione del gas naturale in Norvegia e in Olanda e i tagli dell'export dalla Russia, volti a incrementare la pressione sulla concessione delle certificazioni di Nord Stream 2 e influenzati dalle tensioni politiche con Ucraina e Polonia, hanno infatti limitato gli import di gas via gasdotto per tutto il 2021. Mentre la ripresa sopra alle attese dell'economia asiatica e alcune manutenzioni non programmate nell'area del pacifico hanno spinto significativamente al rialzo il prezzo del GNL in Asia, poi riflesso dal prezzo emerso nei porti europei. L'andamento dei prezzi di scambio del gas nei

FIGURA 9. EVOLUZIONE MENSILE DEI PREZZI GAS
(€/MWh)



mercati europei sta infatti seguendo l'impennata anticipata dal prezzo di riferimento per il GNL in Asia (**Figura 9**).

04

GARE

GAS

Monitoraggio gare gas

CERTIFICATI BIANCHI

- Nel mese di agosto, essendosi da poco concluso il vecchio anno d'obbligo, prorogato dal Decreto Ministeriale 21 maggio 2021 fino al 16 luglio 2021, si è registrata una contrazione sia dei prezzi che delle quantità di TEE scambiate.
- La sessione di settembre mostra un prezzo medio dei TEE scambiati sulla piattaforma di mercato gestita dal GME in linea con i prezzi del mese di agosto facendo registrare, infatti, solo una leggera diminuzione. Nel caso dei prezzi delle transazioni bilaterali, invece, tale variazione percentuale risulta più marcata tanto da far registrare un +5% nel mese di settembre rispetto ai prezzi del mese precedente.
- Per quanto riguarda le quantità invece, il numero di TEE scambiati sulla piattaforma del GME risulta in diminuzione rispetto a quella della sessione precedente (-18%), mentre, a mostrare un forte incremento solo le contrattazioni bilaterali che mostrano +144% rispetto al mese di agosto.
- Il 3 agosto 2021, l'Autorità di regolazione ha pubblicato la [delibera 358/2021/R/efr](#) in cui ha definito il valore del contributo tariffario e del contributo addizionale da riconoscere ai

distributori di energia elettrica e gas naturale nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l'anno d'obbligo 2020.

Al fine di rispondere al periodo di eccezionalità legato alla crisi pandemica che ha portato al forte disequilibrio tra domanda e offerta dei TEE con conseguente aumento dei prezzi (a marzo 2020 si è raggiunto il prezzo di 299 €/TEE), per non penalizzare gli operatori, con la delibera 358/2021 l'ARERA ha fissato:

- il contributo tariffario unitario pari al suo *cap* di 250 €/TEE
- il contributo addizionale pari al suo *cap* di 10 €/TEE
- proposto ([consultazione 359/2021/R/efr](#)) di riconoscere ai distributori di energia elettrica e gas naturale un ulteriore corrispettivo forfettario, solo per l'anno d'obbligo 2020, pari a 7,26 €/TEE.
- Il contributo tariffario totale per l'anno d'obbligo 2020 è, quindi, sicuramente pari a 260 €/TEE con l'aggiunta di un eventuale ulteriore contributo tariffario pari a 7,26 €/TEE per un totale di 267,26 €/TEE..

FIGURA 1. PREZZO DEI CERTIFICATI BIANCHI (€/TEE)

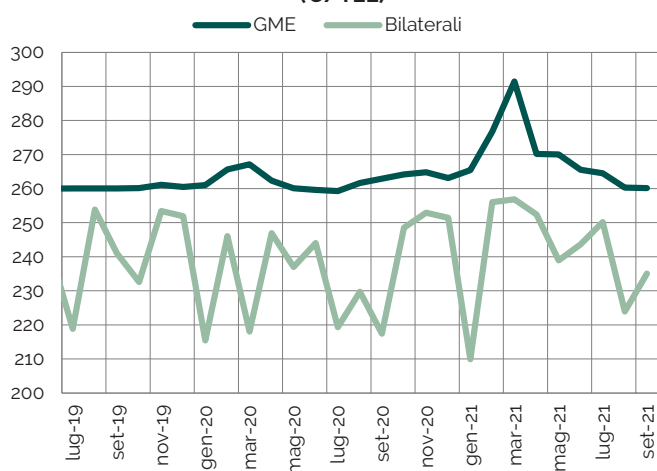
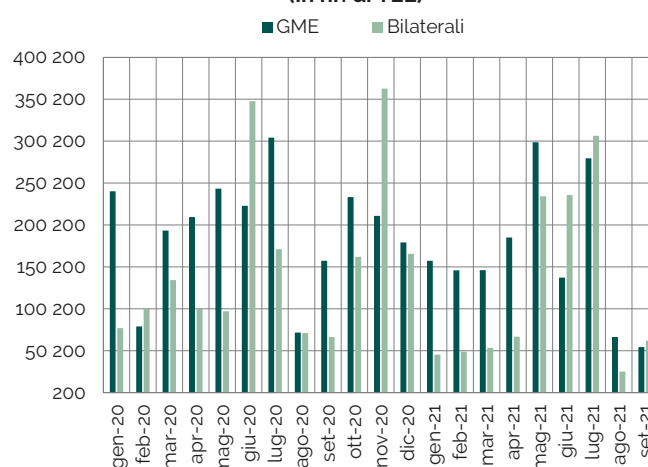


FIGURA 2. QUANTITÀ SCAMBIATE (In nr. di TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

BANDI DI GARA

- Il Comune di GENOVA, stazione appaltante per l'ATEM **GENOVA 2**, il 4 agosto 2021 ha pubblicato il bando (con scadenza fissata al 31 marzo 2022), che permetterà di individuare il concessionario del servizio di distribuzione del gas naturale nei Comuni che fanno parte dell'Ambito Territoriale. L'ATEM comprende 29 Comuni, circa 109 mila PDR, con una densità di 122 PDR/km per un valore di *RAB* pari a 95 milioni di euro. Il valore *VIR* è di 118 milioni di euro, circa il 20% superiore al valore del *RAB*. Con la [delibera 536/2019/R/gas](#), l'ARERA aveva approvato una differenza *VIR-RAB* superiore al 10% per 22 Comuni. I dipendenti che dovranno essere assunti dal nuovo concessionario sono circa 84. Attualmente, gli unici *incumbent* presenti nell'ATEM **GENOVA 2**, con una quota di mercato del 92% e del rimanente 8% sono rispettivamente Italgas e zi Rete Gas. Italgas risulta essere l'unico operatore nell'ATEM confinante di **LA SPEZIA** mentre zi Rete Gas gestisce quote consistenti di PDR negli ATEM di **PIACENZA** e **ALESSANDRIA**. Altri possibili competitor potrebbero essere Iren con una rilevante quota di mercato negli ATEM di **GENOVA 1** (98%) e **PARMA** (76%).
- Il Comune di Udine, in qualità di stazione appaltante, ha assegnato ad AcegasApsAmga (società controllata al 100% dal gruppo Hera) la gara per la gestione del servizio di distribuzione del gas naturale nell'ATEM **UDINE 2** che comprende circa 90 mila PDR distribuiti in 20 municipalità per un valore *RAB* complessivo di circa 35 milioni di euro. La società assegnataria risultava il principale operatore operante nell'ATEM con una quota di mercato pari al 93%. Gli altri due operatori che detenevano la restante marginale quota di mercato erano zi Rete Gas (2%) e Serenissima Gas (5%). Secondo le indiscrezioni emerse, AcegasApsAmga ha un piano di investimenti, nei prossimi 12 anni di concessione, che ammonta a 80 milioni di euro, che saranno indirizzati alla prevenzione dei guasti e al potenziamento della rete. Salgono così a sei i bandi assegnati (se si include anche il bando dell'ATEM **NAPOLI 1** che pur essendo stato aggiudicato a zi Rete Gas risulta ancora oggetto di dispute legali con Italgas), tre dei quali assegnati a Italgas, uno a zi Rete Gas, uno a Unareti (gruppo A2A) e l'ultimo a AcegasApsAmga del gruppo Hera.
- Il termine per l'assegnazione del servizio di distribuzione del gas naturale nell'ATEM **MILANO 3** è stato posticipato dal 30 settembre 2021 al 30 giugno 2022. Il bando di gara, con un valore di oltre 300 milioni di euro, prevede l'assegnazione di circa 245 mila PDR distribuiti in 55 Comuni. Gli operatori con una quota maggiore di mercato sono zi Rete Gas (48%), AMGA Legnano (15%), Nuovenergie S.r.l. (11%), Italgas (9%) e A2A (6%).
- Nonostante, nel mese di luglio 2021, il TAR dell'Emilia Romagna, accogliendo parzialmente il ricorso presentato da GEI-Gestione Energetica Impianti unipersonale, avesse annullato il bando di gara per il servizio di distribuzione gas nell'ATEM **RIMINI** per la mancanza di alcune informazioni necessari per una corretta formulazione delle offerte da parte degli operatori interessati, la procedura di assegnazione risulta ancora aperta nel sito del comune tanto che la sua scadenza è stata posticipata dal 29 dicembre 2021 al 29 aprile 2022 con l'apertura delle offerte fissata per 27 maggio successivo. L'ATEM **RIMINI** consiste in quasi 193 mila DP distribuiti in 44 Comuni per un valore totale di *RAB* di 126 milioni di euro. Il principale operatore *incumbent*, con una quota di mercato del 98% dei DP, è Adrigas (Gruppo Società Gas Rimini (SGR)).
- Per quanto riguarda le altre due *Expression of Interest* il cui termine è fissato al 30 settembre 2021, ovvero **VICENZA 3** e **LODI 1**, non ci sono al momento informazioni disponibili.

REGOLAZIONE

- Il TAR di Venezia ha accolto il ricorso presentato da Italgas che chiedeva l'annullamento della delibera del Consiglio Comunale del 9 luglio 2020, nell'ambito dell'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale, nella parte in cui consentiva al Comune di cedere gli *asset* di sua proprietà a *VIR*, per un importo pari 50 milioni di euro, piuttosto che a *RAB* per il corrispettivo importo pari a 9 milioni di euro. La sentenza del TAR sancisce, per la prima volta in modo ufficiale, che la normativa vigente impedisce ai Comuni di cedere gli impianti e le reti di sua proprietà a *VIR*, e impone una loro valorizzazione, nel momento della cessione, a *RAB*.
- Il [documento di consultazione 250/2021/R/gas](#) del 15 giugno 2021 contiene le linee definitive stabilite dall'Autorità di Regolazione in merito alla realizzazione di progetti pilota per l'ottimizzazione e gli usi innovativi delle infrastrutture del gas naturale: trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione (**Tabella 1**). L'obiettivo è quello di contribuire al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione nel medio-lungo termine del settore energetico insieme alla sperimentazione delle potenzialità dei gas rinnovabili, idrogeno compreso. I singoli progetti saranno valutati da una commissione indipendente sulla base di precisi indicatori volti a stimare il massimo

beneficio in termini di decarbonizzazione. I progetti ammessi avranno una durata massima di tre anni e la copertura (totale o parziale) dei relativi costi sarà sostenuta sia dalla tariffa sui consumatori finali che da eventuali finanziamenti esterni.

- Con la [consultazione 357/2021/R/gas](#), l'ARERA propone l'introduzione di un sistema di premi/penalità per i distributori di gas al fine di aumentare la loro responsabilità rispetto alla differenza tra i volumi di gas immessi nella rete di distribuzione e quelli ritirati dai clienti finali (DELTAio). L'ARERA intende definire un modello parametrico in grado di individuare, per ciascun *city gate*, il corrispondente intervallo DELTAio efficiente. All'operatore che ricadrà al di fuori di tale intervallo sarà applicata una penale, al contrario gli sarà riconosciuto un premio nel caso in cui le rispettive perdite di rete siano inferiori rispetto a tale intervallo. Dal momento che la validazione del modello e la raccolta di tutti i dati di *input* richiederanno tempo, l'ARERA suggerisce di introdurre uno schema temporaneo e semplificato volto a penalizzare solo le perdite più macroscopiche. La soglia per definire un *city gate* macroscopicamente inefficiente sarà basata sul livello di DELTAio dei *city gate* appartenenti alla stessa combinazione area-dimensione. L'ARERA prevede di implementare il sistema semplificato entro la fine del 2021.

TABELLA 1. PROGETTI PILOTA PER L'OTTIMIZZAZIONE E GLI USI INNOVATIVI DEL GAS NATURALE

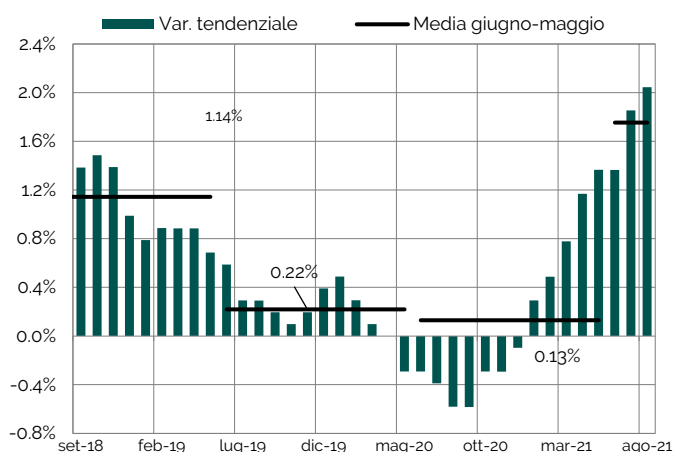
Area di Progetto	Possibili Interventi	Principali obiettivi
Metodi per la Gestione Ottimizzata delle Reti	Scambio bidirezionale tra reti a diversa pressione (in particolare attraverso la realizzazione di cabine cosiddette "bi-REMI")	Aumentare l'iniezione di gas rinnovabile, principalmente biometano, nelle reti di trasporto e distribuzione
	Utilizzo delle reti in funzione di accumulo (attraverso la gestione dinamica delle pressioni)	
	Metodi per la riduzione delle perdite di gas dalle reti e innovativi progetti di recupero del gas evaporato a seguito di operazioni di stoccaggio e trasporto di GNL (cosiddetto <i>Boil Off Gas</i> , BOG)	Promuovere la riduzione delle emissioni in atmosfera del gas dalle reti di trasporto e distribuzione
Utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti	Progetti "integrati" che coprano l'intera filiera di produzione, stoccaggio, trasporto, distribuzione e utilizzo di idrogeno o altri gas <i>low carbon</i>	Aumentare l'utilizzo dell'idrogeno e di altri gas con ridotte emissioni di CO ₂
	Tecnologie <i>Power to Gas</i> (P2G) e <i>Power to Hydrogen</i> (P2H)	
	Sperimentazione di processi per la cattura e lo stoccaggio delle emissioni di CO ₂ E	
Innovazioni tecnologiche sulle reti	Digitalizzazione delle reti e dei processi di business	Aumentare l'efficienza tecnica, economica e ambientale
	Recupero di energia nelle stazioni di ricompressione del gas (come ad esempio <i>Organic Rankine Cycle technology</i>)	

M&A

- Il Consiglio di Stato ha confermato la decisione del TAR Lombardia che aveva annullato la delibera con cui veniva approvata l'operazione di aggregazione tra A2A e Aeb. Le due società non avrebbero seguito le dovute procedure. Secondo il Consiglio di Stato l'operazione di M&A avrebbe

dovuto seguire una gara pubblica considerato che ad acquisire una parte del capitale di Aeb, società interamente pubblica, sarebbe stata una società con la metà del capitale società di proprietà dei Comuni di Milano e Brescia.

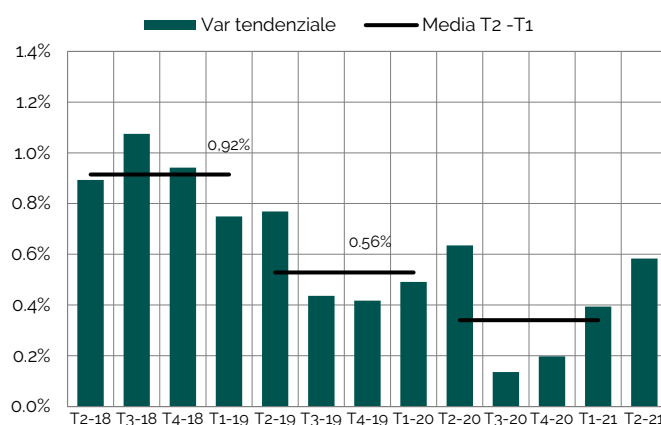
FIGURA 3. FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI * (%)



*Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati. Ultimo dato: giugno 2021

Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 4. DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI* (%)



*Deflatore investimenti fissi lordi

Edizione dati Istat: Maggio 2021

Fonte: elaborazioni REF-E

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE ASSEGNATE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Gestori uscenti	Concessionario vincente
1	TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	Italgas (100%)	Italgas
2	VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		Italgas (100%)	Italgas
3	MILANO 1	631/2015/R/gas		Italgas (4%), 2i Rete Gas (0.2%), Unareti (95%)	Unareti (A2A)
4	TORINO 1	30/2018/R/gas		Italgas (100%)	Italgas
5	NAPOLI 1	231/2019/R/gas	145/2019/R/gas	Italgas (100%)	2i Rete Gas
6	UDINE 2	399/2018/R/gas	880/2017/R/gas	AcegasApsAmga (93%), 2i Rete Gas (2%), Serenissima Gas (5%)	AcegasApsAmga (Hera)

GARE CHIUSE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Numero offerte
1	BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016	01/09/2017	

GARE APERTE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	LA SPEZIA	501/2019/R/gas	628/2017/R/gas	03/02/2021	15/10/2021	BASSO
2	GENOVA 2	270/2021/R/Gas	536/2019/R/gas	04/08/2021	31/03/2022	MEDIO
3	RIMINI	572/2020/R/gas	450/2019/R/gas	30/12/2020	29/04/2022	BASSO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	30/09/2021	MEDIO
2	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2021	MEDIO
3	MONZA E BRIANZA 1	NO		29/12/2015	28/10/2021	MEDIO
4	BERGAMO 2	NO		11/12/2019	29/10/2021	ALTO
5	MILANO 4	NO		30/12/2019	31/10/2021	MEDIO
6	VARESE 2	NO		11/09/2015	30/11/2021	ALTO
7	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2021	MEDIO
8	VICENZA 4	NO		01/04/2019	31/12/2021	ALTO
9	MILANO 3	NO		31/01/2020	30/06/2022	ALTO
10	POTENZA 2	NO		06/02/2020	30/06/2022	ALTO
11	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2022	ALTO
12	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	SOSPESA	MEDIO
13	BRESCIA 1	NO		20/12/2018	SOSPESA	MEDIO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE SCADUTE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
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	ALTO
4	COMO 1	NO		08/08/2018	07/11/2019	MEDIO
5	PRATO	525/2020/R/Gas	406/2019/R/GAS	22/12/2020	29/01/2021	ALTO

BANDI INVIATI ARERA MA NON APERTI

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Nr. COMUNI VIR/RAB >10%	% RAB VIR/RAB >10%	Grado di competitività
1	ANCONA	in corso	76/2021/R/gas	27	60%	MEDIO
2	CATANZARO-CROTONE	in corso				MEDIO
3	COMO 3	in corso	108/2021/R/gas	17	20%	BASSO
4	CUNEO 1	in corso	571/2020/R/gas	45	93%	BASSO
5	FIRENZE 1	in corso				BASSO
6	FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	67/2016/R/gas	3	18%	BASSO
7	GENOVA 1	536/2019/R/gas	69/2018/R/gas	7	3%	BASSO
9	LIVORNO	in corso	283/2018/R/gas	6	17%	MEDIO
10	MODENA 1	298/2019/R/gas	56/2019/R/gas	23	84%	MEDIO
11	MODENA 2	in corso				BASSO
12	PORDENONE	in corso	504/2020/R/gas	20	34%	BASSO
13	ROMA 1	650/2015/R/gas				BASSO
14	ROMA 2	in corso	502/2020/R/gas	6	21%	BASSO
15	ROMA 4	in corso	503/2020/R/gas	13	49%	BASSO
16	TORINO 5	in corso				BASSO

GARE ANNULLATE O SOSPESSE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	ALESSANDRIA 2	NO	113/2016/R/gas	22/12/2015	Sospesa	BASSO
2	BIELLA	NO	485/2020/R/gas	29/12/2015	Sospesa	MEDIO
3	CREMONA 2 E CREMONA 3	NO		24/12/2015	Sospesa	BASSO
4	LUCCA	in corso		30/12/2016	Annullata	MEDIO
5	MASSA-CARRARA	in corso	142/2017/R/gas	21/12/2015	Sospesa	MEDIO
7	TORINO 3	NO		22/12/2015	Sospesa	MEDIO
8	TRIESTE	327/220/R/gas	63/2020/R/gas	18/05/2021	Annullata	BASSO
9	VENEZIA 1	368/2016/R/gas		28/12/2015	Annullata	BASSO

Dati aggiornati al 21/09/2021

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Virginia Canazza, Silvia Checchi, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Elena Ferri, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Valeria Ghirardi, Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Saraceno Pia, Ralph Sassun, Alejandro Sanchez Ben, Simona Soci

Editore

REF-E Srl

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori

Tel. +39 02 43441022

Fax +39 02 43441027

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

Sottoscrittori

A2A SPA, ACEGAS APS AMGA, ACEA ENERGIA SPA, 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, ENI GAS E LUCE SPA, EP PRODUZIONE SPA, ERG POWER GENERATION, HERA TRADING SRL, IREN SPA, REPOWER ITALIA SPA, SR INVESTIMENTI, SHELL ITALIA SPA, SORGENIA SPA, TENARIS DALMINE, TERNA SPA, TIRRENO POWER SPA

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 u.s.
Società diretta e coordinata da Cerved Group S.p.A.

via Vincenzo Gioberti 5
20123 Milano
C.F./P.IVA 07642420967