

NEWSLETTER



n. 252 Marzo 2021
Anno XXIII

Osservatorio
energia

REF4E

Indice

01

IMPRESE E ISTITUZIONI

I modelli di orientamento sugli aiuti di Stato per i PNRR: focus sulle iniziative rinnovate

pag. 05

Gli Stati membri sono esentati dalla notifica per gli investimenti nei sistemi di teleriscaldamento efficienti, se inferiori a 15 milioni, o se al di sotto dei 20 milioni, per gli interventi nelle annesse reti di distribuzione. Anche gli interventi per l'incremento dell'efficienza energetica negli edifici non sono soggetti a notifica se inferiori a 15 milioni di euro per progetto, o nelle molteplici fattispecie in cui non ricadono nella definizione di aiuto di Stato perché non a favore di attività economiche, non selettive o non a vantaggio di specifici soggetti.

Avviato l'ETS nazionale cinese: focus sulla generazione a carbone, ma manca incentivo alle rinnovabili

pag. 11

La prima fase dell'ETS nazionale cinese, partita a febbraio, si concentra sul settore della generazione elettrica. Con un parco di centrali a carbone relativamente giovane e destinato a crescere ancora, il sistema appare mirato più a promuovere l'efficienza che la sostituzione del carbone con gas e rinnovabili. Non dovrebbe quindi comportare cambiamenti strutturali nell'evoluzione della domanda cinese di combustibili.

02

MERCATO ELETTRICO

Nuove regole tariffarie: cade finalmente una barriera alla diffusione delle batterie

pag. 16

Il regime di esenzione tariffaria per l'energia prelevata e reimmessa in rete dalle batterie, proposto da tempo, finalmente approvato e previsto dal prossimo anno, potrà contribuire in modo determinante alla crescita del mercato delle batterie, soprattutto di piccola taglia, ad oggi ancora piuttosto contenuto. Comunità energetiche e progetti di vehicle-to-grid potranno divenire in-the money.

03

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

Monitoraggio della normativa sulle concessioni idroelettriche

pag. 21

Con Calabria e Basilicata si allunga la lista delle Regioni vicine alla approvazione della legge, ma non si arrestano i ricorsi.

04

GAS NATURALE

Stoccaggio gas: al via il nuovo anno termico

pag. 23

Le prime aste per l'assegnazione della capacità di stoccaggio per il nuovo anno termico hanno avuto inizio. Tuttavia, nonostante l'elevata richiesta da parte degli utenti del settore, la capacità a essi conferita nelle prime aste competitive svolte a inizio marzo è in forte calo rispetto agli anni precedenti, con una riduzione anche dei prezzi di assegnazione; segnale di un'aspettativa degli operatori di un basso spread stagionale del PSV. Ci si attende quindi un riempimento più lento degli stoccaggi rispetto all'anno passato anche a causa della revisione di Stogit dei fattori di adeguamento della capacità di iniezione che ridurranno la flessibilità degli utenti.

05

GARE GAS

Monitoraggio gare gas

pag. 29

Con Torino 1 salgono a 4 le concessioni assegnate per ATEM, tutte agli incumbent.

06

DATI DI MERCATO E SETTORI INCENTIVATI

Dati di mercato

pag. 33

Dati di settore incentivati e regolati

pag. 34



01

Imprese e istituzioni

I modelli di orientamento sugli aiuti di Stato per i PNRR: focus sulle iniziative *renovate*

Gli Stati membri sono esentati dalla notifica per gli investimenti nei sistemi di teleriscaldamento efficienti, se inferiori a 15 milioni, o se al di sotto dei 20 milioni, per gli interventi nelle annesse reti di distribuzione. Anche gli interventi per l'incremento dell'efficienza energetica negli edifici non sono soggetti a notifica se inferiori a 15 milioni di euro per progetto, o nelle molteplici fattispecie in cui non ricadono nella definizione di aiuto di Stato perché non a favore di attività economiche, non selettive o non a vantaggio di specifici soggetti.

I Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza (PNRR) richiedono un largo impiego di risorse pubbliche con l'obiettivo di sostenere la ripresa e di preparare imprese e settori alla transizione verde e digitale. Ciò richiederà agli Stati membri un confronto con la disciplina europea degli aiuti di Stato, che vigila sugli effetti distorsivi della concorrenza nel mercato unico dovuti agli interventi pubblici a favore di specifiche imprese o settori. La Commissione Europea è quindi intervenuta per chiarire, attraverso tredici linee guida o modelli di orientamento, quali sono i limiti imposti dalla disciplina degli aiuti di Stato per gli investimenti pubblici a supporto dei settori più rilevanti per il raggiungimento degli obiettivi europei ([Newsletter 251](#)).

Le nuove linee guida sono raggruppate in sette "iniziative faro" (**Tabella 1**), un gruppo di sfide, comuni a tutti gli Stati membri che richiedono ampi investimenti ma che, secondo il documento sulla [Strategia Annuale per la Crescita Sostenibile 2021](#), sono necessari per una ripresa solida a livello europeo. Nella scorsa pubblicazione sono stati approfonditi i primi due modelli di orientamento

presentati dalla Commissione, il modello per le infrastrutture energetiche e l'idrogeno e quello per la generazione di energia da fonti rinnovabili, entrambi attinenti all'iniziativa *power up*. Di seguito viene invece proposta un'analisi degli interventi che ricadono sotto l'iniziativa *renovate*. Questi includono i modelli per:

- gli aiuti alle infrastrutture per generare e distribuire reti di [teleriscaldamento/teleraffreddamento](#)
- gli interventi a sostegno dell'efficienza energetica negli [edifici](#).

Per gli investimenti a favore dei sistemi di teleriscaldamento e/o teleraffreddamento, il modello evidenzia un maggior spazio di intervento per gli investimenti pubblici nelle infrastrutture efficienti dal punto di vista energetico.

Diverse sono poi le fattispecie di intervento pubblico a favore dell'efficientamento degli edifici che non rientrano nella definizione di aiuto di Stato perché sono a supporto di attività non economiche, non sono selettive o non creano vantaggi a favore di specifici soggetti.

TABELLA 1. MODELLI DI ORIENTAMENTO PER GLI AIUTI PUBBLICI NEI PNRR

Iniziative faro	Modelli di orientamento
POWER UP	1. Infrastrutture energetiche e dell'idrogeno
	2. Energia da fonti rinnovabili, compresa la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili
RENOVATE	3. Infrastrutture per generare e distribuire reti di teleriscaldamento/teleraffreddamento
	4. Efficienza energetica degli edifici
RECHARGE & REFUEL	5. Punti di ricarica per auto elettriche e auto a idrogeno per i veicoli stradali
	6. Acquisto di veicoli a basse e a zero emissioni
	7. Altri modi di trasporto a basse emissioni
CONNECT	8. Dispiegamento e adozione di reti fisse e mobili ad altissima capacità, compresi 5G e reti in fibra ottica
MODERNISE	9. Digitalizzazione della pubblica amministrazione, compreso il settore sanitario
SCALE UP	10. Tecnologie innovative relative ai processori e ai semiconduttori
	11. Digitalizzazione dei mezzi di informazione
RESKILL & UPSKILL	12. Funzionalità cloud
	13. Modernizzare e aggiornare l'istruzione e la formazione, tra cui le competenze digitali e la pertinente connettività

Fonte: Commissione Europea

TAGS: energy efficiency, EU policy, European Commission, guidelines, next generation EU, public policy, State aids

LA STRUTTURA DEI MODELLI DI ORIENTAMENTO

I modelli di orientamento presentano la stessa struttura e distinguono gli interventi pubblici nelle seguenti categorie:

1. le misure che potrebbero non cadere sotto la disciplina degli aiuti di Stato perché non soddisfano congiuntamente i requisiti dell'articolo 107 (1) del [TFEU](#). Ciò accade quando un aiuto¹:
 - I. costituisce un supporto per un'attività non economica (*no economic activity*)
 - II. non prevede l'utilizzo di risorse pubbliche (*no state resources*)
 - III. non viene applicato in modo selettivo (*no selectivity*)
 - IV. non genera un vantaggio per alcune imprese o settori (*no advantage*)
 - V. non ha un effetto distorsivo sulla competizione nel mercato interno (*no distortion of competition*).
2. le misure che soddisfano la definizione di aiuto di Stato (articolo 107 (1) del TFEU) ma che non sono soggette a notifica alla Commissione Europea perché soddisfano i requisiti per l'esenzione
3. le misure che soddisfano la definizione di aiuto di Stato (articolo 107 (1) del TFEU) e che sono soggette a notifica alla Commissione Europea.

I MODELLI RENOVATE

L'iniziativa *farò renovate* (o "ristrutturare") supporta il raggiungimento degli obiettivi climatici e digitali europei attraverso il miglioramento dell'efficienza energetica negli edifici e mediante la promozione dell'installazione di sistemi di misurazione intelligente o di soluzioni tecnologiche innovative, contribuendo, quindi, anche alla creazione di posti di lavoro per questi interventi.

Secondo la Commissione, le iniziative in ambito *renovate* concorreranno infatti al raddoppiamento del tasso di ristrutturazione entro il 2025.

IL MODELLO PER LE INFRASTRUTTURE PER GENERARE E DISTRIBUIRE RETI DI TELERISCALDAMENTO/ TELERAFFREDDAMENTO

Gli aiuti pubblici che ricadono sotto il modello di orientamento per le infrastrutture per la generazione e la distribuzione di teleriscaldamento/ teleraffreddamento comprendono gli investimenti per la costruzione o il miglioramento gli impianti di produzione di riscaldamento/raffreddamento e per le annesse reti di distribuzione. Anche gli investimenti a favore dei sistemi di accumulo termico, connessi a impianti di generazione da fonti rinnovabili o da calore residuo, possono rientrare negli investimenti per le reti di teleriscaldamento o, in alternativa, tra gli investimenti a favore della generazione rinnovabile.

Gli investimenti coperti da questo modello di orientamento contribuiscono all'iniziativa *renovate* perché facilitano la realizzazione di reti per il riscaldamento più moderne ed efficienti e permettono di ridurre le perdite di calore nei sistemi di riscaldamento. In aggiunta, gli investimenti a favore dei sistemi di teleriscaldamento concorrono anche all'iniziativa *power up* ([Newsletter 251](#)), visto che supportano l'incremento della penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento. Infatti, lo sviluppo di reti di teleriscaldamento, basate sull'utilizzo di fonti rinnovabili o del calore di scarto, favorisce la transizione dai sistemi di riscaldamento alimentati da fonti fossili a sistemi alimentati da energia pulita.

Gli investimenti pubblici a favore di queste infrastrutture possono non rientrare nella definizione di aiuto di Stato, e possono quindi essere implementati senza la notifica alla Commissione, nei casi in cui:

- l'intervento pubblico non genera un vantaggio per il proprietario, per il gestore delle infrastrutture, o per il cliente finale (*no advantage*). In particolare, l'esistenza di un vantaggio per il proprietario, nel caso di aiuti per la costruzione e il miglioramento di infrastrutture, è esclusa se lo Stato può provare di aver agito sotto gli stessi termini e le stesse

¹ Affinché un aiuto non rientri nella definizione di aiuto di stato dell'articolo 107 (1) TFEU è sufficiente che una delle condizioni elencate sia soddisfatta.

condizioni di un investitore privato². Per il gestore delle infrastrutture di teleriscaldamento, invece, se l'incarico per la gestione viene attribuito tramite un'asta competitiva, la presenza di un vantaggio potrebbe essere direttamente esclusa. Infine, gli utenti finali connessi alla rete di teleriscaldamento non beneficiano di un vantaggio solo se la rete non è dedicata a un utente specifico, tutti gli utenti hanno accesso non discriminatorio alla rete, e i prezzi del servizio sono determinati in linea con il mercato

- l'intervento soddisfa i requisiti della clausola di de minimis³ (*no distortion of competition*)
- l'intervento pubblico ha un effetto puramente locale, senza influire sugli scambi e sulla competizione tra Stati membri (*no distortion of competition*). Visto l'alto livello di liberalizzazione del mercato europeo, la Commissione tende però a escludere che delle misure di supporto pubblico significative possano non avere effetto sugli altri Stati membri. Per provare che l'aiuto non influenza gli scambi tra gli Stati membri, sarà necessario dimostrare che l'utilizzo dell'infrastruttura da parte di operatori non nazionali è limitato, e che gli investimenti stranieri nel mercato rilevante sono minimi
- l'infrastruttura che riceve gli aiuti gode del regime di monopolio legale o naturale (*no distortion of competition*). Questa fattispecie si applica solo agli investimenti nelle reti di distribuzione per il teleriscaldamento che sono gestite separatamente dagli altri servizi legati al teleriscaldamento e che soddisfano dei requisiti per beneficiare dell'esenzione⁴.

Gli investimenti pubblici per il teleriscaldamento che soddisfano la definizione di aiuto di Stato non sono comunque soggetti alla notifica alla Commissione se sono basati su un regime già approvato in precedenza dalla Commissione o se sono a favore di sistemi di teleriscaldamento efficienti dal punto

di vista energetico, ovvero sistemi che utilizzano almeno il 50% di energia rinnovabile, o il 50% di calore di scarto, o il 75% di calore da cogenerazione o almeno il 50% della combinazione di tale energia e calore⁵. Anche gli investimenti a favore di sistemi non ancora efficienti possono essere esentati dalla notifica se gli investimenti per rendere il sistema efficiente sono fatti entro tre anni dall'intervento iniziale, e se l'inizio dei contestuali lavori avviene entro lo stesso termine.

I limiti di spesa per non rientrare nelle fattispecie di notifica alla Commissione sono pari a 15 milioni di euro (per soggetto beneficiario) per gli aiuti agli impianti di generazione di calore e a 20 milioni di euro (per soggetto beneficiario) nel caso di interventi a favore delle reti di distribuzione per il teleriscaldamento. Gli aiuti esentati da notifica devono inoltre rispettare i requisiti per la definizione dei costi ammissibili e dell'intensità massima. In particolare, per gli impianti di generazione di calore, i costi ammissibili devono essere pari ai costi aggiuntivi richiesti per la costruzione o il rinnovo dell'impianto di generazione perché operi in un sistema di teleriscaldamento, rispetto ai costi per la realizzazione di un impianto di generazione convenzionale. L'intensità massima per questi aiuti dovrà essere limitata al 45% dei costi ammissibili, con un incremento fino al 65% nel caso di piccole imprese. Per gli investimenti nelle reti di distribuzione, i costi ammissibili devono invece corrispondere ai costi di investimento, e l'aiuto non può superare la differenza tra i costi ammissibili e i profitti operativi.

Qualora gli interventi pubblici proposti nei PNRR non rientrino nelle fattispecie finora descritte, dovranno essere sottoposti alla Commissione Europea, che deciderà in merito alla compatibilità dell'aiuto con il mercato interno confrontando gli effetti positivi con quelli negativi. Solo gli investimenti per sistemi di teleriscaldamento efficienti sotto il profilo energetico verranno valutati sulla base dei

² La Commissione ha sottolineato che interventi consecutivi sulla stessa rete di teleriscaldamento potrebbero invalidare la prova che un investitore privato avrebbe intrapreso lo stesso investimento alle condizioni previste per l'intervento pubblico.

³ In particolare, l'aiuto non deve superare i 200'000 euro per la copertura di ogni periodo di tre anni fiscali.

⁴ Per i monopoli legali, l'istituzione del monopolio deve escludere sia la competizione sul mercato che per il mercato, il servizio soggetto a monopolio non deve essere in competizione con altri servizi, e le sovvenzioni incrociate ad altre attività in concorrenza devono essere escluse. Nel caso di monopolio naturale, invece, l'infrastruttura non deve essere soggetta a concorrenza diretta e non deve favorire selettivamente alcun operatore o settore.

⁵ Questa esenzione dalla notifica è ai sensi del Regolamento Generale di Esenzione per Categoria (*General Block Exemption Regulation*, GBER).

principi di necessità, adeguatezza e proporzionalità riportati nella sezione 3.4 delle [linee guida per gli aiuti di Stato](#) a favore dell'ambiente e dell'energia. Infatti, le linee guida ritengono che solo le misure a favore di infrastrutture di teleriscaldamento efficienti contribuiscano, in maniera sufficiente, al raggiungimento di un più elevato livello di tutela ambientale, un requisito necessario per l'approvazione della Commissione.

IL MODELLO PER L'EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI EDIFICI

Il modello di orientamento per gli interventi pubblici a favore dell'efficienza energetica negli edifici ricopre tutti gli investimenti volti a ridurre il consumo di energia per il riscaldamento, il raffreddamento, l'illuminazione e la ventilazione degli edifici, escludendo invece gli investimenti a sostegno della riduzione dei consumi nei processi di produzione di energia.

Gli investimenti a favore dell'efficientamento energetico degli edifici contribuiscono all'iniziativa rinnovate perché supportano l'installazione di soluzioni più efficienti negli edifici, permettendo una riduzione delle emissioni.

Gli aiuti che rientrano in questo schema possono assumere diverse forme, tra le quali: sovvenzioni, prestiti agevolati, garanzie o sgravi fiscali.

Le fattispecie in cui gli investimenti pubblici a favore dell'efficienza negli edifici non ricadono nella definizione di aiuto di Stato sono molteplici.

In particolare, un intervento potrebbe non soddisfare la definizione di aiuto se è a favore di attività non economiche (*no economic activity*). Ciò potrebbe verificarsi del caso in cui l'aiuto consista in:

- supporti alle famiglie per il rinnovo della prima casa, a condizione che non venga data in locazione
- supporti alle autorità per il rinnovo di edifici pubblici in cui non viene svolta alcuna attività economica (come, ad esempio, le caserme della polizia e gli edifici militari)
- supporti alle organizzazioni, che non svolgono attività economica, per il rinnovo degli edifici di proprietà o in cui si svolgono attività non

economiche (possono ricadere in questa fattispecie gli aiuti a favore delle strutture sanitarie o per l'educazione pubblica)

- supporti a favore del rinnovo di edifici in cui non viene svolta attività economica, ma in cui sono stati installati sistemi di generazione e accumulo di energia rinnovabile, la cui produzione è usata almeno per l'80% per l'autoconsumo.

In aggiunta, i sostegni pubblici erogati sotto forma di contributi sociali o messi a disposizione attraverso una riforma fiscale, se resi disponibili a tutti i soggetti che operano nello stesso contesto, di fatto e di diritto, non costituiscono un aiuto di Stato perché soddisfano il principio di non selettività (*no selectivity*).

La selettività di un intervento pubblico è però presunta ogni qualvolta l'aiuto fa emergere un vantaggio per un gruppo di imprese e/o settori. In quest'ultimo caso, l'intervento pubblico potrebbe però non rientrare comunque nella definizione di aiuto di Stato, se la creazione di un vantaggio è a favore di un soggetto che fornisce un [Servizio di interesse economico generale](#) (*Service of General Economic Interest*, SGEI) e l'edificio in cui vengono investiti i fondi pubblici è necessario per questo servizio.

Per non ricadere sotto la definizione di aiuto di Stato gli investimenti pubblici in un SGEI non devono però superare i 500 mila euro su un periodo di tre anni.

Come per tutti gli interventi pubblici, anche gli investimenti a favore dell'efficientamento energetico degli edifici potrebbero poi non ricadere nella definizione di aiuto di Stato se soddisfano i requisiti della clausola di *de minimis* o se hanno un effetto puramente locale, come nel caso in cui il sostegno è erogato direttamente al beneficiario finale e viene utilizzato per l'efficientamento di un edificio che fornisce servizi in un'area limitata che non attrae clienti da altri Stati membri.

In queste fattispecie, infatti, gli investimenti pubblici non creerebbero una distorsione della concorrenza tra gli Stati membri (*no distortion of competition*).

Gli investimenti pubblici per l'efficientamento energetico degli edifici che soddisfano la definizione di aiuto di Stato dell'articolo 107.1 del

TFEU non dovranno comunque essere notificati alla Commissione se ripropongono uno schema precedentemente approvato o se, ai sensi dell'articolo 38 della [General Block Exemption Regulation](#) (GBER), non superano i 15 milioni di euro per progetto. In quest'ultimo caso, i costi ammissibili per l'intervento dovranno rappresentare i costi aggiuntivi di investimento necessari per il raggiungimento del maggiore livello di efficienza energetica⁶, mentre l'intensità massima dell'aiuto potrà variare dal 30% al 50% dei costi ammissibili, con una quota crescente minore è la dimensione del soggetto beneficiario.

Se gli aiuti pubblici sono allocati tramite intermediari finanziari, che corrispondono gli aiuti sotto forma di prestiti agevolati o garanzie ai beneficiari finali, il valore finale dei prestiti o delle garanzie non deve invece superare i 10 milioni di euro per progetto. In ogni caso, gli edifici necessari per la fornitura di servizi di interesse economico generale possono ricevere aiuti per l'efficientamento energetico fino ai 15 milioni l'anno per intervento senza la necessità di una notifica alla Commissione.

UNA NUOVA AGENZIA EUROPEA PER IL CLIMA, LE INFRASTRUTTURE E L'AMBIENTE

A partire dal primo aprile 2021, l'agenzia esecutiva per l'innovazione e il *Network* (*Innovation and Networks Executive Agency*, INEA) verrà ufficialmente sostituita dall'agenzia per il clima, le infrastrutture e l'ambiente (*European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency*, CINEA). La nuova agenzia rimarrà in carica fino al 2027 e avrà un ruolo chiave nel supporto del *Green Deal* europeo, contribuendo, attraverso un budget di circa 52 milioni di euro, alla creazione di sinergie per la transizione verso un'Europa sostenibile, interconnessa e decarbonizzata.

La CINEA eredita la gestione dei progetti precedentemente seguiti dall'INEA:

- I progetti nei programmi *Connecting Europe Facility* (CEF) per l'integrazione e lo sviluppo delle infrastrutture per il trasporto e l'energia in Europa, con un budget di quasi 26 milioni di euro per i trasporti e di circa 6 milioni di euro per le infrastrutture energetiche
- I progetti nel programma *Horizon Europe* attinenti agli interventi per il Clima, l'Energia e la Mobilità
- Il progetto di implementazione dell'*Innovation Fund*, strumento chiave per il raggiungimento dell'obiettivo europeo di neutralità climatica entro il 2050, con circa 10 milioni di euro a disposizione per il finanziamento di nuove soluzioni tecnologiche che favoriscono la riduzione delle emissioni.

In aggiunta, l'agenzia seguirà altri progetti per il nuovo programma pluriennale europeo 2021-2027. Questi includono:

- Il progetto *LIFE* per mitigare il cambiamento climatico e per prepararsi ad affrontarlo, per ricercare soluzioni in armonia con la natura, per supportare la biodiversità e per sostenere la transizione verso l'utilizzo di energia sostenibile e a basse emissioni;
- Il fondo europeo per il Mare, la Pesca e l'Acquacoltura (*European Maritime, Fisheries and Aquaculture Fund*, EMFAF), che ha l'obiettivo di guidare le politiche pubbliche europee nell'ambito della pesca e del mare;
- Il nuovo meccanismo per il finanziamento dell'energia rinnovabile volto al supporto di una maggiore collaborazione degli Stati membri per il raggiungimento dei *target* individuali e collettivi sulla penetrazione dell'energia rinnovabile;
- I nuovi prestiti pubblici del *Just Transition Mechanism* destinati a supportare le regioni più colpite dalla transizione verso la neutralità climatica.

⁶ La Commissione ha di recente proposto una revisione degli articoli 38 e 39 del GBER al fine di estendere la definizione dei costi ammissibili. In particolare, con la revisione, la Commissione intende includere tra i costi ammissibili gli investimenti per l'installazione di punti di ricarica per i veicoli elettrici negli edifici, per l'integrazione di impianti per la produzione e l'accumulo di elettricità e di calore da fonti rinnovabili e per la digitalizzazione degli edifici.

Tutti gli interventi pubblici a supporto di un miglioramento dell'efficienza energetica che superano i 15 milioni di euro l'anno per progetto, devono invece essere notificati alla Commissione.

L'analisi svolta dalla Commissione per decidere in merito alla compatibilità di questa tipologia di aiuti

con il mercato interno è supportata dai principi di rilevanza, necessità, adeguatezza e proporzionalità riportati nella sezione 3.4 delle linee guida per gli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia.

Avviato l'ETS nazionale cinese: focus sulla generazione a carbone, ma manca incentivo alle rinnovabili

La prima fase dell'ETS nazionale cinese, partita a febbraio, si concentra sul settore della generazione elettrica. Con un parco di centrali a carbone relativamente giovane e destinato a crescere ancora, il sistema appare mirato più a promuovere l'efficienza che la sostituzione del carbone con gas e rinnovabili. Non dovrebbe quindi comportare cambiamenti strutturali nell'evoluzione della domanda cinese di combustibili.

Dopo il fallimento di numerosi negoziati internazionali sul clima, lo scorso settembre il presidente cinese ha sorpreso le Nazioni Unite dichiarando di porre come obiettivo al 2030 una riduzione dell'intensità di carbonio del 65% rispetto ai livelli del 2005 e la neutralità climatica entro il 2060.

L'implementazione di un sistema nazionale di scambio di quote di emissioni (ETS) si inserisce in questo contesto e dovrebbe avere un ruolo chiave nello stimolare l'innovazione a basse emissioni di carbonio e nel ridurre le emissioni stesse.

La prima fase dell'ETS nazionale è partita il 1° febbraio e si concentra sul settore della generazione elettrica, ovvero circa il 9% delle emissioni globali di gas serra e il 30% delle emissioni cinesi di gas serra, con le emissioni di CO₂ delle centrali elettriche cinesi a carbone hanno infatti raggiunto 4,6 gigatonnellate (Gt) nel 2018, superando le emissioni da combustibili fossili dell'Unione europea e del Giappone messe insieme, con dieci delle province cinesi che rappresentano i due terzi delle emissioni di CO₂ dell'intero paese e le cinque più grandi società elettriche statali per capacità (CHN Energy, Huaneng, Huadian, Datang e State Power Investment Corporation) che pesano per il 50%.

Il campo di applicazione dell'ETS nazionale sarà esteso a ulteriori settori, vale a dire industria chimica, siderurgica, materiali da costruzione, industria petrolchimica, fabbricazione della carta, metalli non ferrosi e aviazione civile, nelle due fasi successive alla prima.

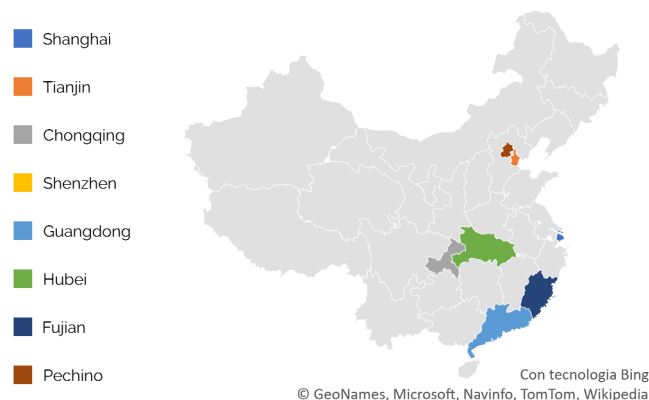
Con un parco di centrali a carbone relativamente giovane e destinato a crescere, perché incentivato

per motivi legati sia alla creazione di posti di lavoro, che all'indipendenza energetica e alla flessibilità del sistema, la prima fase dell'ETS nazionale non dovrebbe comportare cambiamenti strutturali nell'evoluzione della domanda di carbone. Per come è disegnato il sistema oggi, l'incentivo sembra infatti più mirato all'efficienza del carbone che alla sua sostituzione con gas e rinnovabili.

I PROGETTI PILOTA

Lo schema ETS nazionale ha avuto come precursori sette ETS pilota regionali, istituiti nel 2011 e preparati a loro volta dall'esperienza del *Clean Development Mechanism* (CDM) disciplinato dal protocollo di Kyoto. Tale meccanismo prevede che imprese di paesi industrializzati con vincoli di emissione di realizzare progetti che mirino alla riduzione delle emissioni di gas serra nei paesi in via di sviluppo senza vincoli di emissione. Tra questi ultimi la Cina, che ha così acquisito familiarità con un meccanismo di mercato finalizzato alla riduzione delle emissioni. I progetti pilota di ETS sono invece stati attivati tra il

FIGURA 1. Cina: ETS Pilota



2013 e il 2014 e coinvolgono cinque città (Pechino, Shanghai, Tianjin, Chongqing e Shenzhen) e le due province di Guangdong e Hubei. Nel 2016 è stato lanciato un ottavo ETS pilota nella provincia del Fujian.

Ogni pilota ha un designo a sé che tiene conto delle caratteristiche e del profilo economico locale e che si caratterizza per ambito, metodi di assegnazione e i livelli dei prezzi. Gli ETS pilota hanno informato la creazione e l'attuazione dell'ETS nazionale e in futuro saranno fusi nell'ETS nazionale.

L'esperienza di Beijing e Shanghai è stata particolarmente significativa.

BEIJING

L'ETS di Beijing è stato lanciato nel novembre 2013 e copre circa il 45% delle emissioni totali della città, includendo elettricità, calore, cemento, prodotti petrolchimici e altre imprese industriali, servizi e trasporto pubblico. Nel 2020, Pechino ha inoltre incluso nel sistema di rendicontazione dell'ETS anche l'aviazione, preparando il settore a entrare a far parte del mercato del carbonio. Pechino è l'unico progetto pilota regionale in Cina che utilizza un prezzo minimo (20,00 CNY (2,90 USD) e un tetto massimo (150,00 CNY (21,74 USD) come meccanismo di stabilità. In caso di prezzi medi consecutivamente in eccesso o in difetto rispetto ai limiti prestabiliti, il governo può mettere all'asta o riacquistare quote extra.

Il progetto pilota di Pechino oltre ad avere aperto alla partecipazione al mercato operatori di diverso genere, come investitori istituzionali e singoli individui, ha dato avvio al commercio interregionale con le province limitrofe di Tianjin, Hebei, Mongolia interna, Shaanxi e Shandong.

SHANGAI

Shanghai è stata la seconda regione cinese ad avviare il proprio ETS pilota nel novembre 2013. Il progetto copre più della metà delle emissioni della città, comprendendo oltre al settore energetico, quello industriale, l'edilizia, l'aviazione e la navigazione. È l'unico pilota ad avere avuto un tasso di conformità del 100% ininterrotto dal lancio a oggi.

Shanghai è il più attivo tra i piloti cinesi in termini

di *trading* di crediti compensativi. Nel gennaio 2017, lo *Shanghai Environmental and Energy Exchange* e la *Shanghai Clearing House* hanno lanciato congiuntamente il contratto *over-the-counter Shanghai Emission Allowance Forward*, con compensazione della controparte centrale. Si tratta di un prodotto finanziario innovativo che ha caratteristiche simili ai derivati finanziari del carbonio.

A dicembre 2017, Shanghai è stata selezionata per guidare lo sviluppo della piattaforma di trading per l'ETS nazionale.

L'ETS NAZIONALE: LA PRIMA FASE

Il Piano di lavoro per la costruzione del National ETS (*Power Generation Sector*) del 2017 prevede che l'ETS nazionale sia introdotto in tre fasi.

La prima fase coprirà, come anticipato sopra, il settore dell'energia elettrica e avrà come scopi principali il completamento della base giuridica, la chiusura di accordi istituzionali e la costruzione delle infrastrutture di base, come il sistema di reporting, monitoraggio e verifica (MRV), il registro di Hubei e la piattaforma di *trading* a Shanghai. Nella seconda fase, oltre a un'iniziale estensione del sistema ad alcuni dei settori citati sopra, inizierà il *trading* simulato per il settore energetico. Nella fase finale, sarà introdotto lo scambio a pronti di quote nel settore energetico e la copertura sarà ulteriormente ampliata.

Nei prossimi due anni (fase iniziale) l'ETS verrà regolato dai seguenti documenti, promulgati il 5 gennaio 2021 e in vigore dal 1° febbraio:

- Il "Piano di assegnazione delle quote di emissioni 2019-2020 (noto anche come quota) per il settore della generazione di energia", pubblicato dal Ministero dell'Ecologia e dell'Ambiente (MEE) e in cui vengono specificati i parametri di riferimento, coprendo 2.267 generatori di energia, incluse le centrali elettriche indipendenti e industriali, di cui 2.225 a carbone
- Le "Misure amministrative per lo scambio di emissioni di carbonio (Trial)", approvato dal Ministero dell'Ecologia e dell'Ambiente e che definisce la progettazione dettagliata relativa a compensazioni, soglie di partecipazione, approccio di assegnazione, registro e sanzioni.

In base al nuovo ETS nazionale, gli operatori energetici cinesi dovranno acquistare permessi di emissione se la loro centrale supera i parametri di riferimento dell'intensità di carbonio.

MECCANISMO DI ALLOCAZIONE

Nel corso della prima fase l'allocazione delle quote è a titolo gratuito e avviene sulla base di parametri di riferimento assegnati alle diverse categorie di produttori di energia.

Per gli impianti a carbone convenzionali superiori a 300 MW il parametro è stato fissato a 0,877, il che significa che questi impianti riceveranno 0,877 quote per ogni megawattora di elettricità generata. Il *benchmark* per gli impianti convenzionali con capacità inferiore a 300 MW è stato fissato a 0,979, mentre per gli impianti a carbone non convenzionali il *benchmark* è a 1,146.

Agli impianti a gas è stato assegnato un *benchmark* pari a 0,392, ma inizialmente non dovranno affrontare alcun obbligo di conformità ai sensi dell'ETS, pur ricevendo quote che potranno vendere sul mercato se non supereranno il loro valore di riferimento. Il piano di assegnazione prevede meccanismi di aggiustamento delle allocazioni ex post.

L'allocazione delle quote basata su parametri di riferimento dovrebbe incentivare l'efficienza delle centrali elettriche a carbone esistenti migliorando il fattore di emissione di CO₂, oltre a incoraggiare le aziende a trasferire la generazione da impianti meno efficienti a impianti più efficienti.

L'ETS dovrebbe inoltre favorire gli investimenti in impianti a basso fattore di emissione e l'eliminazione graduale delle centrali più piccole e meno efficienti. Tuttavia, poiché l'attuale ETS copre solo le centrali elettriche a carbone e gas, la sua influenza sulla riduzione della quota di energia a carbone nel *mix* di generazione totale sarà limitata. Le centrali possono infatti ricevere quote in eccesso per i loro impianti supercritici e ultra-supercritici, ma non ricevono alcuna eccedenza investendo in tecnologie energetiche a basse emissioni di carbonio come le energie rinnovabili. Esiste quindi il rischio che questa impostazione dell'ETS renda le centrali a carbone più efficienti economicamente più competitive delle energie rinnovabili.

MONITORAGGIO E VERIFICA

La bozza di regolamento ETS include meccanismi di monitoraggio e verifica come la rendicontazione annuale, la verifica di terze parti e la pubblicazione delle relazioni sulle emissioni, che dovranno essere integrati e perfezionati nel corso della prima fase dal MEE.

Il modello di riferimento per il momento pone l'obbligo di rendicontazione ai soggetti che emettono CO₂. L'idea è che tale politica faciliti il rispetto proattivo della legge e la creazione di un sistema dinamico di scambio di informazioni bidirezionale tra le autorità competenti e le entità di emissione.

Le regole di monitoraggio dovrebbero migliorare infatti la disponibilità e la qualità dei dati sulle emissioni, il che a sua volta dovrebbe costituire uno strumento di miglioramento per il funzionamento degli stessi impianti e la gestione delle emissioni in generale.

La non conformità comporta l'applicazione di sanzioni, come la registrazione delle informazioni di non conformità nella piattaforma nazionale di condivisione delle informazioni sulla credibilità.

I dettagli non sono tuttavia ancora chiari, nonostante l'ETS abbia pubblicato una guida l'11 gennaio 2021 che si impegna a "coordinare e promuovere la formulazione e la revisione delle leggi e dei regolamenti pertinenti". Essendo l'ETS nazionale regolato dalle normative del MEE, le multe per violazione per ora sono comunque limitate dalla legge cinese sulla sanzione amministrativa, con una penalità massima di circa 3.500 USD e termini di applicazione molto limitati.

SCAMBIO DI QUOTE

Le piattaforme di scambio degli ETS pilota sviluppate dal 2011 aprono la strada al sistema di scambio nazionale.

Il MEE ha pubblicato diversi documenti che istituiscono l'autorità di regolamentazione e specificano le regole generali di disegno del mercato e delle aree chiave di funzionamento, di cui il *Carbon Emissions Rights Trading Regulations* (Trial), pubblicato lo scorso novembre costituisce il cardine.

Lo sviluppo del registro e della piattaforma di *trading*, guidati rispettivamente dai governi locali di Hubei e Shanghai, è in corso e il governo nazionale ha dichiarato che lo scambio di quote inizierà entro la metà del 2021.

La raccomandazione in questo senso della Banca Mondiale è che la Cina integri e armonizzi i mercati interni (nazionali e pilota) e aumenti la liquidità e la solidità del mercato attraverso l'introduzione di

meccanismi di controllo dei prezzi e l'adozione di prodotti di *trading* pilotati, comprese le opzioni sul carbonio e i future.

La Cina dovrebbe inoltre continuare a esplorare le opportunità per i collegamenti del mercato internazionale del carbonio, avendo sia un peso estremamente significativo in termini di emissioni che una potenziale influenza su altri paesi.



02

Mercato elettrico

Nuove regole tariffarie: cade finalmente una barriera alla diffusione delle batterie

Il regime di esenzione tariffaria per l'energia prelevata e reimmessa in rete dalle batterie, proposto da tempo, finalmente approvato e previsto dal prossimo anno, potrà contribuire in modo determinante alla crescita del mercato delle batterie, soprattutto di piccola taglia, ad oggi ancora piuttosto contenuto. Comunità energetiche e progetti di vehicle-to-grid potranno divenire in-the money.

Il regime di esenzione tariffaria per l'energia prelevata e reimmessa in rete dalle batterie, proposto da tempo e finalmente approvato con la [delibera 109/2021/R/eel](#), che entrerà in vigore il 1° gennaio 2022, può contribuire in modo determinante alla crescita del mercato delle batterie, soprattutto di piccola taglia, che a oggi risulta essere ancora piuttosto contenuto.

Nei prossimi anni il ruolo delle risorse flessibili è destinato a diventare sempre più rilevante, soprattutto in vista della crescente quota di energie rinnovabili nel *mix* di generazione nazionale e della contestuale dismissione degli impianti di produzione tradizionali. Al fine di fronteggiare i rischi derivanti dalla maggior variabilità del sistema, l'Autorità di Regolazione, con la delibera [300/2017/R/eel](#), ha quindi iniziato un processo di progressiva apertura del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) a nuove risorse, incluse unità di produzione a capacità limitata. Tra queste, i sistemi di accumulo elettrochimico potrebbero rappresentare uno degli strumenti in grado di soddisfare le future esigenze di regolazione della rete. Questi, oltre a essere risorse flessibili caratterizzati da tempi di risposta estremamente rapidi, presentano il vantaggio di poter essere impiegati contemporaneamente per un'ampia varietà di scopi: dalla fornitura di servizi di bilanciamento, all'attività di *load shifting* nei mercati *spot*, con la possibilità di ottimizzare i profili di generazione delle risorse rinnovabili o delle configurazioni di autoconsumo collettivo.

LA REGOLAZIONE VIGENTE RAPPRESENTAVA UNA BARRIERA AGLI ACCUMULI DI PICCOLA TAGLIA

In Italia, in un contesto in cui i CAPEX d'investimento sono in rapida diminuzione, il *framework* regolatorio non è ancora perfettamente definito e la diffusione dei sistemi *storage* risulta ancora limitata e ben lontana dagli obiettivi di 6 GW di capacità di accumulo sulla rete di trasmissione, previsto al 2030 dal PNIEC.

L'attuale regolazione tariffaria (Testo Integrato Trasporto (TIT)¹ e dalla [delibera 574/2014/R/eel](#)), che verrà superata con la delibera 109/2021/R/eel, ostacolava investimenti in sistemi di accumulo di piccola taglia in bassa e media tensione, soprattutto di utenti domestici che potrebbero operare come soggetti singoli o aggregati.

Erano infatti esentati dall'applicazione delle componenti di trasporto, distribuzione e degli oneri generali di sistema soltanto gli impianti di *storage* che non condividevano il punto di connessione con nessun'altra unità di consumo, oppure quelli connessi in alta o altissima tensione.

Con riferimento all'erogazione del servizio di dispacciamento, la regolazione tariffaria (in vigore fino al 31 dicembre 2021) distingueva diverse possibili casistiche. Per i sistemi di accumulo, il trattamento dei prelievi si differenziava in base al tipo di connessione.

L'energia elettrica prelevata e successivamente immessa in rete era trattata come immissione

¹ [Allegato A](#) alla delibera 654/2015/R/eel.

negativa², sia nel caso in cui la batteria non condivideva il punto di connessione con nessun'altra unità di consumo, che nella situazione in cui, pur condividendo il punto di prelievo, lo *storage* era connesso in alta e altissima tensione.

Le condizioni previste per gli impianti di pompaggio idroelettrici, la cui energia prelevata per l'alimentazione delle pompe era valorizzata al prezzo zonale erano state estese anche ai sistemi di accumulo (delibera 574/2014/R/eel), mentre ai prelievi di energia elettrica dalle batterie connesse in bassa e media tensione associate a un'altra unità di consumo, venivano applicati il PUN e costi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento e gli oneri di sistema.

La configurazione di questo schema tariffario rappresentava inoltre una barriera alla partecipazione degli impianti di accumulo in media-bassa tensione al *MSD*, dato che gli oneri di sistema e l'insieme dei costi per il servizio di trasporto, distribuzione e dispacciamento pesavano sui costi di acquisto dell'energia al punto da non rendere conveniente per l'utente la partecipazione ai mercati *spot*.

LA NUOVA REGOLAZIONE FAVORIRÀ LA PARTECIPAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO AI MERCATI

La revisione delle condizioni per lo *storage*, iniziata due anni fa con il [Documento per la Consultazione 345/2019/R/eel](#), attraverso il quale l'ARERA aveva definito il proprio orientamento circa il trattamento dell'energia accumulata.

L'Autorità di Regolazione desiderava "uniformare la regolazione dei servizi di distribuzione, trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica prelevata e successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo" e anche "estendere tale regolazione uniformata ai casi più complessi in cui i prelievi di energia elettrica, per il tramite del medesimo punto di connessione³", non fossero destinati ad alimentare solo i sistemi di accumulo ma anche

altre unità di produzione o consumo. Oltre a definire le modalità necessarie a quantificare la parte di energia elettrica prelevata e destinata a essere reimessa in rete, l'ARERA ha indicato due alternative per la riforma delle condizioni di accesso a mercato per lo *storage*.

La prima, avrebbe considerato tutta l'energia prelevata dai sistemi di accumulo e destinata a essere re-immessa in rete come immissioni negative⁴ in tutte le fasi della regolazione⁵. In questo modo, quindi, tutta l'energia elettrica prelevata dalla rete sarebbe stata associata al punto di immissione anziché al punto di prelievo⁶ senza considerare l'eventuale presenza di un'unità di consumo o produzione associata. Pertanto, non sarebbe stato necessario sottoscrivere alcun contratto di trasporto e di dispacciamento in prelievo, ma unicamente in immissione.

Dal punto di vista operativo, tale configurazione avrebbe comportato la necessità, per il responsabile della gestione dei dati e di misura, di definire un algoritmo o prevedere l'installazione di ulteriori apparecchiature di misurazione in grado di determinare la quantità di energia elettrica prelevata, stoccata e immessa nuovamente in rete in ciascun periodo di riferimento.

Nella seconda alternativa i costi di trasmissione, distribuzione, dispacciamento e agli oneri di sistema sarebbero stati applicati ai prelievi come da normativa vigente, assegnando al GSE il ruolo di compensare le partite economiche ex post a fronte di una propria stima della quota di energia prelevata per re immissione in rete.

Con la delibera 109/2021/R/eel, l'Autorità di Regolazione ha applicato la prima alternativa descritta nel DCO, in quanto più adatta allo scopo di uniformare il sistema di regole vigente e di creare delle condizioni di mercato eque per i sistemi di accumulo di piccola taglia in media e bassa tensione.

Tutti i prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare un sistema di accumulo o un servizio

² Con una valorizzazione dell'energia a prezzo zonale piuttosto che al PUN.

³ DCO 345/2019/R/eel.

⁴ Non trovando così applicazione tutte quelle componenti tariffarie relative ai costi di trasmissione, distribuzione, dispacciamento e agli oneri di sistema.

⁵ Cioè nelle fasi di programmazione, negoziazione e di applicazioni delle componenti tariffarie.

⁶ Allo stato attuale l'energia prelevata dal sistema di accumulo viene associata al punto di connessione solo nel caso in cui su questo non venga condiviso con altre unità di consumo gestite da clienti finali e da sistemi connessi in alta e altissima tensione.

ausiliario di generazione e finalizzati a una successiva re-immissione in rete, saranno quindi valorizzati al prezzo zonale ed esentati dai costi di trasmissione, distribuzione, dispacciamento e dagli oneri generali di sistema.

La nuova disciplina, al fine di permettere agli operatori di apportare le opportune modifiche, entrerà in vigore dal 1° gennaio 2022 e sarà applicata anche alle configurazioni con obbligo di connessione di terzi e a quelle connesse ai Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC).

L'ARERA, nel varare la nuova disciplina, ha accolto alcune delle osservazioni pervenute dalle diverse società operanti nel settore elettrico, la maggior parte delle quali aveva espresso preferenza per la prima opzione, considerata meno dispendiosa in termini di costi per il sistema e soprattutto priva dal rischio di possibili ritardi che una gestione *ex post* da parte del Gestore dei Servizi Energetici avrebbe potuto comportare.

L'Autorità ha accolto la richiesta di alcuni produttori di energia e delle relative associazioni di categoria di rendere volontaria l'applicazione della nuova regolazione per gli impianti già connessi, in quanto, in alcuni casi, l'onere gestionale legato all'installazione di nuovi sistemi di misura e alla definizione di opportuni algoritmi potrebbe essere superiore rispetto ai benefici economici attesi.

Gli algoritmi necessari alla quantificazione dell'energia prelevata ed effettivamente re-immessa in rete saranno definiti dal soggetto responsabile delle operazioni di misura e gestione dei dati, i criteri e le modalità di calcolo dovranno essere predisposti da Terna, previa consultazione pubblica e approvazione dell'Autorità.

ARERA ha accolto anche le richieste di considerare, per le operazioni di misura, un intervallo temporale mensile⁷.

L'Autorità ha disposto transitoriamente che non venga applicato sugli operatori alcun corrispettivo economico per la definizione di algoritmi per non penalizzare con ulteriori costi le piccole configurazioni connesse in bassa e media tensione,

I VANTAGGI PER I SISTEMI DI ACCUMULO DI PICCOLA TAGLIA CONNESSI IN BASSA E MEDIA TENSIONE

Tra i potenziali benefici derivanti dalla nuova Delibera 109/2021/R/eel, c'è quello di associare un impianto *storage* a una configurazione d'autoconsumo collettivo⁸ in cui è già presente un impianto di produzione fotovoltaico.

Alla luce delle nuove regole tariffarie, la batteria potrà essere utilizzata non solo per ottimizzare l'autoconsumo, ma anche per fornire servizi di regolazione al sistema elettrico partecipando, in forma aggregata, al *MSD*, contrariamente a quanto avveniva con la precedente regolazione.

Questa rendeva infatti economicamente conveniente caricare la batteria dall'impianto fotovoltaico unicamente in caso di *overgeneration*, inquanto l'energia elettrica caricata dalla rete era gravata da tutti i costi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento, rendendo troppo onerosa l'operatività dello *storage*.

La novità normativa favorisce inoltre l'estensione delle applicazioni del *Vehicle-to-Grid* (V2G), rendendo economicamente appetibile la partecipazione delle batterie dei veicoli elettrici al Mercato del Bilanciamento (MB), con la generazione di un potenziale risparmio sulla bolletta pagata dall'utente per la ricarica dell'auto.

Sarà infatti possibile mettere in atto una strategia di compravendita di energia sul mercato che, settato lo *state of charge* che si vuole raggiungere al termine del periodo di ricarica, ottimizzi lo scambio bidirezionale con la rete, catturando i possibili *spread* di prezzo.

Per il V2G ci sono diversi i progetti pilota in cantiere. Tra questi il progetto⁹ nato dall'accordo tra FCA ed Engie Eps, che prevede di installare entro la fine dell'anno in corso 32 colonnine di ricarica elettrica in grado di connettere 64 veicoli.

In tema di progetti pilota, EnelX ha lanciato un primo progetto di aggregazione di unità di accumulo residenziali al fine di offrire servizi di regolazione.

⁷ Per la quantificazione dell'energia prelevata ed effettivamente immessa in rete è necessario che l'intervallo temporale sia sufficientemente ampio, in quanto il sistema di accumulo potrebbe scaricarsi anche in periodi differenti.

⁸ Così come promosso dalla Direttiva RED II e regolato transitoriamente dalla legge italiana 8/2020.

⁹ Risultato assegnatario di potenza per la fornitura del servizio di regolazione ultrarapido di frequenza (*Fast Reserve*).

La sperimentazione, avviata a gennaio dello scorso anno, sfrutta il potenziale rappresentato dalle batterie di piccola taglia associate ad impianti fotovoltaici, aggregando sistemi residenziali di accumulo di energia per consentire anche agli utenti privati di partecipare, attraverso le UVAM, alla fornitura di servizi di flessibilità¹⁰.

Il regime di esenzione tariffario previsto con la nuova Delibera può quindi offrire un importante contributo nell'ampliamento della platea di tutti quegli operatori potenzialmente in grado di partecipare ai mercati dell'energia, contribuendo attivamente al dispacciamento del sistema.

¹⁰ <https://corporate.enel.it/it/media/press/d/2020/01/-enel-x-avvia-il-primo-progetto-in-italia-di-aggregazione-di-unit-di-accumulo-residenziali-per-offrire-servizi-di-bilanciamento-alla-rete->

A photograph of a forest with sunlight rays streaming through the trees, creating a warm and serene atmosphere. The sun is positioned high in the center, with rays fanning out across the scene. The trees are tall and slender, with green foliage. The ground is covered in fallen leaves and low-lying plants.

03

Energie rinnovabili ed efficienza

Monitoraggio della normativa sulle concessioni idroelettriche

Con Calabria e Basilicata si allunga la lista delle Regioni vicine alla approvazione della legge, ma non si arrestano i ricorsi.

Le novità degli ultimi mesi ([Newsletter 250](#)) riguardano l'approvazione da parte della Giunta regionale della Calabria del Disegno di legge inerente la disciplina delle procedure di assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche scadute.

Tale Ddl è stato già approvato dalla commissione competente ed è prossimo perciò all'approvazione finale. Stessa situazione per la legge della Regione Basilicata, approvata dalla giunta alla fine del 2020. Proseguono d'altra parte anche i ricorsi alla Corte costituzionale da parte del Governo. Il ricorso del

Presidente del Consiglio contro la legge regionale approvata dal Piemonte lo scorso ottobre, pubblicato in Gazzetta Ufficiale a inizio febbraio, prosegue la serie delle impugnazioni da parte del Governo dopo Lombardia e Provincia di Trento. Per scongiurare tale rischio l'assessore Scoccimarro del Friuli Venezia-Giulia, promotore della legge regionale approvata a novembre, ha dichiarato di aver rivisto la legge in accordo con il Governo e le modifiche saranno inserite in una prossima legge regionale.

TABELLA 1. STATO DEGLI ITER DI APPROVAZIONE DELLE LEGGI REGIONALI IN MATERIA DI CONCESSIONI DI GRANDI DERIVAZIONI IDROELETTRICHE

Regione	Situazione iter	Riferimenti	Concessioni scadute	Note
Lombardia	Legge approvata	Legge Regionale 8 aprile 2020 - n.5	22	Legge impugnata dal Presidente del Consiglio (ricorso 51/2020) ¹
Trento (Provincia Autonoma)	Legge approvata	Legge Provinciale 21 ottobre 2020 - n.9	15	Legge impugnata dal Presidente del Consiglio (ricorso 104/2020) ²
Piemonte	Legge approvata	Legge Regionale 29 ottobre 2020 - n.26	11	Legge impugnata dal Presidente del Consiglio (ricorso 1/2021) ³
Friuli Venezia-Giulia	Legge approvata	Legge Regionale 6 novembre 2020 - n.21	2	La legge è stata rivista per scongiurare un ricorso da parte del governo. La versione modificata non è ancora stata pubblicata
Emilia Romagna	Legge approvata	Legge Regionale 16 dicembre 2020 - n.9	0	-
Basilicata	Disegno di legge approvato dalla Giunta	Delibera 1010 del 29 dicembre 2020	0	-
Abruzzo	Proposta di legge approvata dalla Giunta	DGR 642/C del 27 ottobre 2020	2	-
Calabria	Disegno di legge approvato dalla Giunta	Delibera n°6 del 13 gennaio 2021	0	-
Toscana	Proposta di legge presentata dal Consiglio Regionale	Proposta di legge 456 del 9 marzo 2020	1	La proposta di legge è stata presentata dal precedente consiglio regionale

Fonte: siti istituzionali e database REF-E sulle concessioni idroelettriche

¹ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2020/07/01/27/s1/pdf>

² <http://www.regione.taa.it/bur/pdf/I-II/2021/3/BO/BO032101190557.pdf>

³ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2021/02/03/5/s1/pdf>



04

Gas naturale

Stoccaggio gas: al via il nuovo anno termico

Le prime aste per l'assegnazione della capacità di stoccaggio per il nuovo anno termico hanno avuto inizio. Tuttavia, nonostante l'elevata richiesta da parte degli utenti del settore, la capacità a essi conferita nelle prime aste competitive svolte a inizio marzo è in forte calo rispetto agli anni precedenti, con una riduzione anche dei prezzi di assegnazione; segnale di un'aspettativa degli operatori di un basso spread stagionale del PSV. Ci si attende quindi un riempimento più lento degli stoccaggi rispetto all'anno passato anche a causa della revisione di Stogit dei fattori di adeguamento della capacità di iniezione che ridurranno la flessibilità degli utenti.

L'ARERA ha recentemente approvato l'aggiornamento dei Codici delle imprese di stoccaggio apportando alcune novità relative ai prodotti offerti, con l'obiettivo di garantire l'efficienza del sistema ed ampliare l'offerta di prodotti di stoccaggio. Con la [Delibera n. 79/2021](#) l'Autorità ha anche confermato i criteri per il calcolo del prezzo di riserva, base d'asta per l'assegnazione della capacità per l'anno termico 2020-2021. Nella prima asta di marzo 2021 la richiesta di capacità di stoccaggio da parte degli operatori è rimasta sostenuta. Tuttavia, le assegnazioni della capacità hanno subito una forte flessione rispetto allo scorso anno, con i prezzi di assegnazione in calo in media del 65%.

I PRODOTTI DI STOCCAGGIO

Lo stoccaggio di gas naturale in Italia è un'attività regolata e attualmente gestita dalle società Stogit, Edison Stoccaggio e Ital Gas Storage. Entro marzo di ogni anno, il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) emana un decreto in cui disciplina le modalità di stoccaggio per il periodo contrattuale che va dal mese di aprile dello stesso anno fino a marzo dell'anno successivo (ovvero a copertura dell'anno termico di stoccaggio).

Il [Decreto Ministeriale del 12 febbraio 2021](#) definisce gli spazi e le capacità di stoccaggio di cui le imprese Stogit e Edison possono disporre, unitamente ai volumi massimi erogabili da novembre a marzo. Per quanto riguarda il sito di stoccaggio di Ital Gas Storage, invece, trovandosi ancora in una

fase transitoria di riempimento, non vengono definite precise disposizioni. L'impianto entrerà a pieno regime nel corso dell'anno contrattuale di stoccaggio 2021-2022 durante il quale seguirà curve di riempimento e svuotamento gestite dalla società stessa in modo tale da massimizzare le prestazioni future.

I servizi **base** di stoccaggio sono i prodotti stagionali per la prestazione di iniezione (da aprile a ottobre) e per quella di erogazione (da novembre a marzo) offerti dalle imprese di stoccaggio agli utenti del settore. I servizi base includono:

- stoccaggio **strategico**, finalizzato a sopperire ad eventuali riduzioni degli approvvigionamenti dall'estero o momenti di crisi del sistema gas
- stoccaggio **minerario**, destinato ai produttori di gas naturale per svolgere in modo sicuro e ottimale la coltivazione dei giacimenti, assicurando flessibilità di fornitura e copertura da eventuali rischi di fermata della produzione
- servizio di **bilanciamento**, a disposizione delle imprese di trasporto che gestiscono la rete interconnessa con il sistema di stoccaggio, al fine di agevolarle nella modulazione dei consumi
- servizio di **modulazione**, che si distingue principalmente in modulazione **uniforme**, **uniforme pluriennale** e **di punta**, rispondono alle esigenze di soddisfare la variabilità della domanda di gas naturale. Il servizio di modulazione uniforme prevede una prestazione di erogazione costante, mentre quello di punta varia in funzione del mese nella fase di erogazione per far fronte ai

¹ [Regolazione in Materia di Garanzia di Libero Accesso al Servizio di Stoccaggio del Gas Naturale \(RAST\): Delibera ARERA n. 67/2019/R/gas del 26 febbraio 2019.](#)

picchi di domanda. Il servizio pluriennale, invece, ha una durata di due anni

- **Fast Cycle** (o modulazione a punte costanti)², un servizio a prestazioni costanti che dà la possibilità agli utenti, sempre nei limiti delle capacità a essi conferite, di iniettare o erogare gas durante tutta la durata dell'anno termico a prescindere dal mese in cui se ne usufruisce.

Per l'anno termico 2021-2022³, lo stoccaggio strategico è stato fissato pari a 4,62 miliardi di metri cubi, mentre per lo stoccaggio minerario sono stati richiesti dai produttori 100,7 milioni di metri cubi. Per la modulazione di punta invece sono stati destinati complessivamente circa 7,6 miliardi di metri cubi (di cui l'88% di Stogit). Ulteriori 5 miliardi di metri cubi, corrispondenti a capacità aggiuntiva di stoccaggio disponibile, verranno destinati agli utenti sotto forma di modulazione uniforme o prodotti che amplino l'offerta di servizi di flessibilità che corrispondono al servizio *Fast Cycle* di Stogit e a quello di modulazione a punte costanti di Edison. Per questi due servizi è previsto che Edison offra 60 milioni di metri cubi mentre lo spazio destinato al *Fast Cycle* da parte di Stogit sia quello non conferito allo stoccaggio minerario. Da questo punto di vista si osserva come per l'anno 2021-2022 tutto lo spazio inizialmente previsto dal MISE per il minerario sia stato successivamente offerto per il *Fast Cycle*, mentre nel 2020-2021 era stato solo il 12%.

In totale, lo spazio dedicato allo stoccaggio di gas in Italia raggiunge, come di consueto, circa 18 miliardi di metri cubi.

Ai prodotti di base, infatti, si aggiungono quelli di **breve termine**, che aumentano la flessibilità e la gamma dell'offerta grazie a prodotti che hanno durata mensile o inferiore al mese (quindicinale, settimanale, giornaliera o infra-giornaliera). La capacità messa a disposizione per questi servizi è quella temporaneamente non conferita ai servizi di base o quella eventualmente rilasciata dagli operatori. Tra i prodotti di flessibilità promossi da Stogit, ad esempio, rientra il cosiddetto servizio di flessibilità Fuori Banda, ovvero la possibilità per l'utente aggiudicatario di ridurre il proprio profilo minimo di riempimento mensile.

FIGURA 1. STOGIT: CAPACITÀ OFFERTA PER SERVIZI BASE (MSmc)

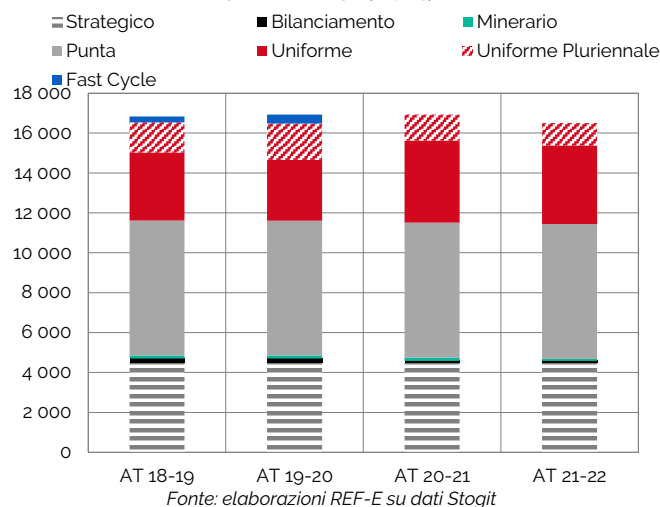


FIGURA 2. EDISON STOCCAGGIO: CAPACITÀ OFFERTA PER SERVIZI BASE (MSmc)

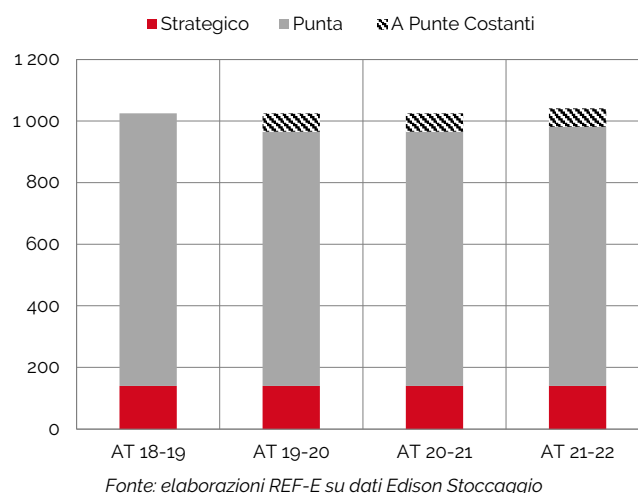
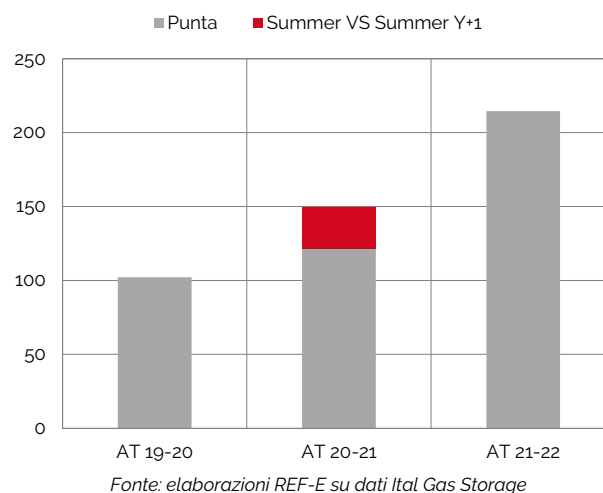


FIGURA 3. ITAL GAS STORAGE: CAPACITÀ OFFERTA PER SERVIZI BASE (MSmc)



Mentre lo stoccaggio strategico, minerario e di bilanciamento sono concessi dalle imprese di stoccaggio tramite allocazione diretta agli utenti

² Il servizio *Fast Cycle* è offerto da Stogit, il servizio "a punte costanti" è offerto da Edison Stoccaggio.

³ Decreto Ministeriale del 12 febbraio 2021.

aventi diritto che presentino apposita richiesta, gli altri servizi vengono offerti agli operatori tramite asta competitiva. Le prime aste che si svolgono nel mese di marzo riguardano in primo luogo i servizi stagionali per il periodo di iniezione da aprile a ottobre e quelli pluriennali. L'eventuale capacità rimanente è offerta in aste successive fino al conferimento totale dello spazio a disposizione.

CODICI DI STOCCAGGIO: ALCUNE NOVITÀ

Con i recenti aggiornamenti dei Codici di Stoccaggio, Italgas, Edison e Stogit hanno apportato modifiche e novità, alcune volte ad ampliare l'offerta dei prodotti serviti.

Ital Gas Storage ha introdotto⁴ un nuovo prodotto flessibile, il cosiddetto stoccaggio *Full Flex* che prevede la possibilità per l'utente di poter usufruire nello stesso giorno gas sia della prestazione di erogazione che di iniezione in qualsiasi giorno gas del contratto, nei limiti delle capacità conferitegli.

Anche Edison Stoccaggio ha proposto⁵ alcune novità, tra cui il servizio di Transazione Bilaterale, che consente di trasferire il gas in stoccaggio tra due servizi conferiti al medesimo utente (modulazione di punta e modulazione a punte costanti) al fine di promuovere una efficiente gestione delle giacenze.

Gli aggiornamenti più consistenti arrivano da Stogit⁶, con una revisione di alcuni parametri relativi ai servizi base, finalizzata a garantire agli utenti la certezza e la prevedibilità ex-ante delle prestazioni per l'intera durata del servizio di stoccaggio. In particolare, è stato introdotto un fattore di adeguamento della capacità di iniezione che vale per tutto l'anno termico ed è finalizzato a riproporzionare la capacità disponibile in funzione dello spazio conferito e della giacenza dell'utente. Nello specifico, nel caso in cui un utente possieda, per un determinato servizio, del gas in giacenza all'inizio dell'anno termico, la capacità di iniezione viene ridotta di conseguenza. Inoltre, viene inserito anche un fattore di adeguamento periodico, aggiornato ogni mese, che viene applicato in caso di riempimento superiore rispetto al massimo consentito adeguando la capacità di iniezione del mese successivo a quanto necessario a

raggiungere il massimo previsto dal profilo al termine del mese stesso. In questo modo Stogit previene il riempimento troppo veloce degli stoccaggi non solo tramite l'eventuale pagamento dei corrispettivi per il bilanciamento, ma direttamente tramite la riduzione della capacità di iniezione nel mese successivo.

Stogit introduce inoltre la possibilità per gli utenti di cedere sul mercato secondario anche prodotti di tipo *unbundled*, ovvero prodotti disaggregati. Infatti, rispetto all'anno termico 2020-2021, in cui l'oggetto delle cessioni tra operatori poteva essere soltanto lo spazio di capacità, con il nuovo anno termico sarà possibile lo scambio anche delle sole prestazioni, di iniezione e/o erogazione, relativi ai servizi di stoccaggio base.

PRIME ASTE: PREZZI DI ASSEGNAZIONE IN CADUTA

Dalle prime aste effettuate da Stogit emerge che lo spazio conferito fino a ora è inferiore sia a quello conferito nell'anno termico 2020-2021 sia a quello del 2019-2020. Nonostante la richiesta dei servizi da parte degli operatori sia rimasta elevata e pressoché invariata rispetto a quella degli scorsi anni, Stogit ha conferito loro un livello di capacità nettamente inferiore rispetto a quello degli anni precedenti, indice che gli operatori quantificano il valore del servizio al di sotto del prezzo di riserva. Di conseguenza, le aste verranno condotte anche nei prossimi mesi al fine di assegnare gradualmente tutta la capacità offerta e non ancora conferita. Il prodotto *Fast Cycle*, essendo il più flessibile tra i prodotti base offerti da Stogit, riscontra sempre un elevato interesse da parte degli operatori, che in media si aggiudicano il 100% della capacità entro la prima asta.

I prezzi in esito all'asta riflettono l'aspettativa degli operatori di un basso *spread* stagionale del PSV, con il prezzo durante i mesi estivi che potrebbe rimanere sostenuto. Nelle prime aste effettuate da Stogit i prezzi di assegnazione sono crollati in media di oltre il 60% rispetto allo scorso anno. Per il servizio di modulazione di punta stagionale con inizio della fase di iniezione da aprile, il prezzo

⁴ [Delibera 68/2021/R/gas del 23 febbraio 2021.](#)

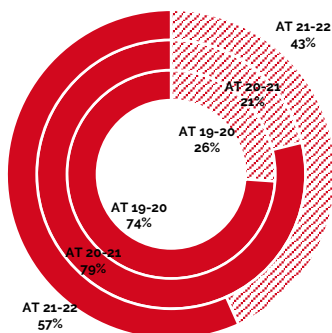
⁵ [Delibera 78/2021/R/gas del 2 marzo 2021.](#)

⁶ [Delibera 79/R/gas del 2 marzo 2021.](#)

FIGURA 4. ESITO ASTE STOGIT (DA APRILE A OTTOBRE)

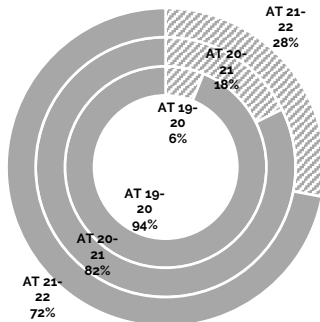
MODULAZIONE DI PUNTA STAGIONALE (%)

Non Conferita Conferita



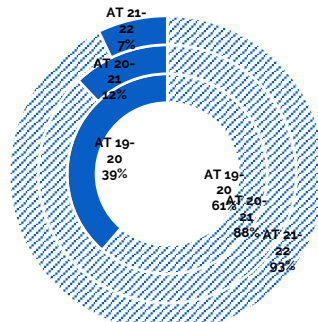
MODULAZIONE UNIFORME STAGIONALE (%)

Non Conferita Conferita



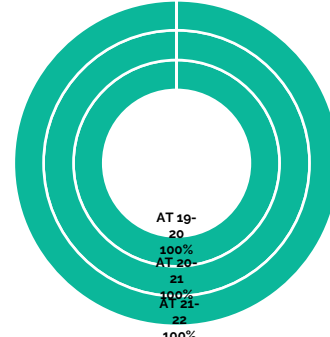
MODULAZIONE UNIFORME PLURIENNALE (%)

Non Conferita Conferita



FAST CYCLE (%)

Conferita



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Stogit

medio di assegnazione è stato di 0.12 €cent/kWh, a differenza dei 0.37 €cent/kWh registrati nell'asta di marzo 2020. I prezzi per il servizio di modulazione uniforme, invece, sono scesi a 0.11 €cent/kWh rispetto ai 0.33 €cent/kWh dello scorso anno.

Edison Stoccaggio, dopo due anni termici consecutivi in cui la capacità offerta era stata interamente assegnata agli operatori durante la prima asta, per l'anno termico 2021-2022 ha conferito il 79% della capacità per il servizio di modulazione di punta stagionale; il restante 21% verrà offerto nelle prossime aste. Come nel caso di Stogit, il servizio di modulazione a punte costanti, più flessibile, è stato interamente allocato nella prima sessione.

Anche per Edison i prezzi di assegnazione sono risultati in forte calo: -61% per il servizio stagionale di punta, che passa da 0.34 €cent/kWh da marzo

2020 a 0.13 €cent/kWh a marzo 2021 e -43% per il servizio stagionale di modulazione a punte costanti (0.38 €cent/kWh nel 2020 contro gli attuali 0.22 €cent/kWh).

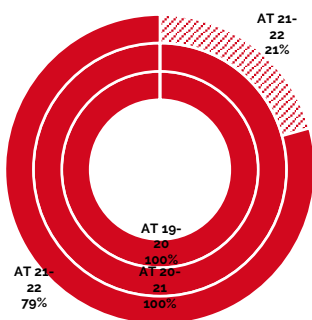
In controtendenza, Ital Gas Storage ha visto un aumento della capacità conferita per il servizio di modulazione di punta stagionale (88% per l'anno termico 2021-2022 contro l'82% rispetto allo scorso anno) tra l'altro mettendo a disposizione circa 100 Mmc in più. Anche in questo caso i prezzi d'asta sono stati inferiori del 53% rispetto a quelli di marzo 2020, attestandosi sui 0.15 €cent/kWh, il prezzo di assegnazione più alto per questo tipo di servizio.

Sulla base degli esiti delle prime aste ci si aspetta che il tasso di riempimento degli stoccaggi sia più lento rispetto a quello dello scorso anno e saranno necessarie più sessioni d'asta al fine di conferire tutta la capacità, soprattutto se gli operatori

FIGURA 5. ESITO ASTE EDISON STOCCAGGIO (DA APRILE A OTTOBRE)

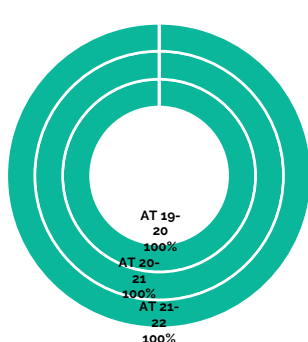
MODULAZIONE DI PUNTA STAGIONALE (%)

Non Conferita Conferita



MODULAZIONE A PUNTE COSTANTI (%)

Conferita

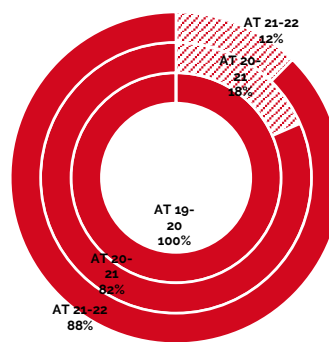


Fonte: elaborazioni REF-E su dati Edison Stoccaggio

FIGURA 6. ESITO ASTE ITAL GAS STORAGE MODULAZIONE DI PUNTA STAGIONALE (%)

MODULAZIONE DI PUNTA STAGIONALE (%)

Non Conferita Conferita

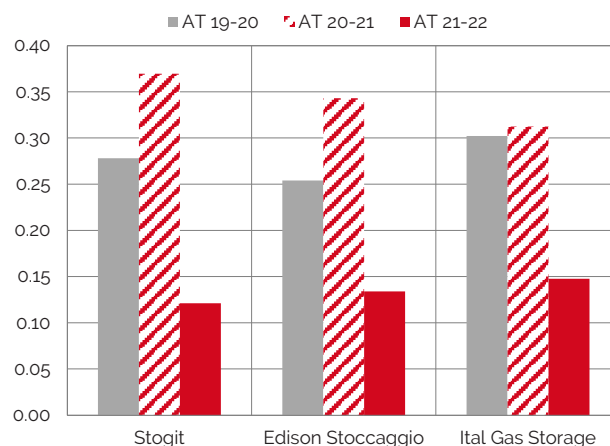


Fonte: elaborazioni REF-E su dati Ital Gas Storage

continueranno ad aspettarsi un basso *spread* stagionale del PSV.

L'introduzione del nuovo fattore di adeguamento da parte di Stogit, inoltre, rappresenta un elemento di riduzione della flessibilità per gli utenti, le cui iniezioni nell'anno termico 2020-2021 erano state più alte in media del 20% rispetto ai cinque anni precedenti, spinte dai prezzi del gas ai minimi storici. Il riempimento degli stoccaggi, infatti, nonostante le penali previste, era proceduto troppo velocemente con effetti negativi sulla gestione dei siti.

**FIGURA 7. MODULAZIONE DI PUNTA STAGIONALE:
PREZZI DI ASSEGNAZIONE (€cent/kWh)**



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Stogit, Edison Stoccaggio e Ital Gas



05

Gare

gas

Monitoraggio gare gas

CERTIFICATI BIANCHI

- Nella sessione di marzo, dopo quello registrato nel mese di febbraio, si è verificato un nuovo picco del prezzo dei TEE scambiati sia sulla piattaforma di mercato gestita dal GME (291 €/TEE) che attraverso contratti bilaterali (278 €/TEE) (**Figura 1**). La quantità di TEE scambiati risulta, tuttavia, ancora in contrazione rispetto a quella delle sessioni precedenti (**Figura 2**).
- Il crollo dell'offerta di TEE sommato al persistente clima d'incertezza circa il meccanismo di regole per il futuro periodo di incentivazione, spiegherebbero il picco dei prezzi registrato durante le prime tre settimane di marzo. Il GSE,

per l'anno d'obbligo 2020, ha stimato una quantità di certificati potenzialmente disponibili pari a 2.03 milioni. Di questi, circa 650 mila TEE deriverebbero dai certificati non scambiati dalle ESCO negli anni precedenti, mentre 1.380 milioni sarebbero quelli potenzialmente riconoscibili ai soggetti obbligati. I distributori, per poter accedere al meccanismo di ultima istanza, devono aver coperto almeno il 30% della domanda minima pari a 4.9 milioni. Pertanto, per poter raggiungere il livello di domanda minimo (1.5 milioni di TEE) richiesto per coprire la quota d'obbligo, è necessario che le ESCO mettano a disposizione i certificati invenduti presenti sui loro conti.

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

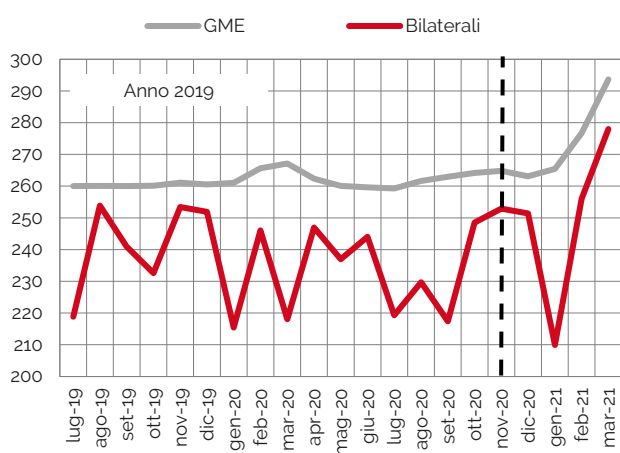
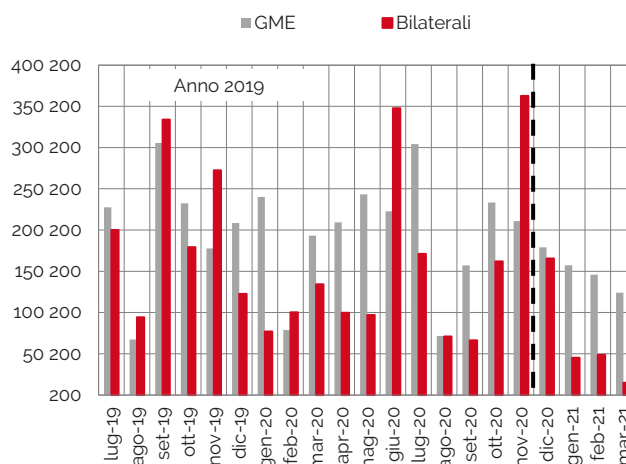


FIGURA 2. QUANTITÀ SCAMBIATE (n. di TEE)



Fonte: REF-E su dati GME

BANDI DI GARA

- La società Italgas Reti S.p.a, gestore uscente, ha dichiarato di aver vinto la gara ATEM **TORINO 1** che comprende circa 560 mila PDR e un valore *RAB* totale pari a 426 milioni di euro. Salgono così a 4 i bandi assegnati, dei quali 3 vinti da Italgas e 1 da A2A, in ogni caso gestori uscenti.
- ARERA ha approvato ([delibera 108/2021](#)), valori di *VIR* >10% rispetto alla *RAB*, ai fini del riconoscimento tariffario, per 15 Comuni nell'ambito dell'ATEM **COMO 3**. I suddetti comuni contano circa 21 mila PDR per un valore *RAB* complessivo pari a 20 milioni di euro (il 20% della *RAB* totale dell'ATEM). I Comuni per cui è stato approvato il *VIR* sono

detenuti per il 46% dalla società Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l. e per il restante 54% da zi Rete Gas S.p.a. Le due società risultano essere gli unici operatori, (rispettivamente con quote del 13% e 87%), all'interno dell'ATEM.

- ARERA, ([delibera 76/2021](#)), ha ritenuto idoneo, ai fini del riconoscimento tariffario, il valore del *VIR* >10 % rispetto alla *RAB* di 30 Comuni nell'ATEM ANCONA. I Comuni contano circa 165 mila PDR per un valore *RAB* complessivo pari a 90 milioni di euro. Gli operatori principali dei Comuni, per i quali è stato approvato il *VIR*, sono Edma Reti Gas Srl, con una quota di PDR gestiti pari al 66% e Italgas Reti S.p.a con una quota del 12%. Queste

due società risultano essere anche i principali operatori all'interno dell'ATEM detenendo quote di mercato rispettivamente pari al 58% e al 17%.

- La scadenza per la presentazione delle domande per la gara d'ATEM **VICENZA 4**, inizialmente fissata al 31 marzo 2021, è stata prorogata al 31 dicembre 2021.

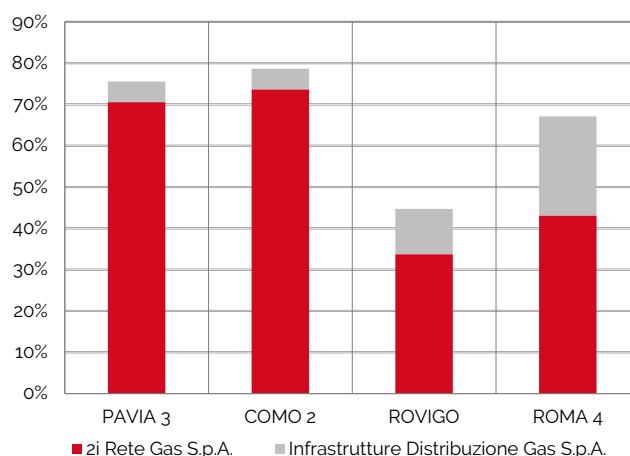
RICORSI

- L'Autorità Antitrust ha deliberato di chiudere il procedimento istruttorio, avviato il 27 maggio dello scorso anno nei confronti della società Italgas Reti S.p.a, nell'ambito della gara d'ATEM **VENEZIA 1**, per presunto abuso di posizione dominante in violazione dell'art. 102 TFUE. Il Comune di Venezia, in qualità di stazione appaltante, aveva denunciato il comportamento di Italgas, attuale concessionario della distribuzione del gas in 6 degli 8 Comuni con una quota di PDR gestiti pari a circa il 97%. Il sospetto avanzato era che il gestore, avendo di fatto ritardato nel fornire le informazioni circa le evidenze tariffarie e i costi storici di uno dei tre cespiti della rete di distribuzione (su cui si era già pronunciato sia il TAR Veneto che il Consiglio di Stato definendone la proprietà comunale), avrebbe ostacolato l'avvio della gara. La mancata fornitura di tali dati, infatti, *"oltre a porsi in contrasto con gli obblighi normativi"*, non avrebbe garantito la *"parità delle condizioni concorrenziali tra i possibili partecipanti"*. Il 1° ottobre 2020 Italgas ha tuttavia presentato l'impegno non solo di fornire le informazioni sui cespiti e sui valori tariffari dei comuni gestiti nell'ATEM ma anche di tenere lo stesso comportamento con tutte le altre stazioni appaltanti. In particolare, per le stazioni che intendono bandire gare d'ambito, Italgas si impegna a fornire una pianificazione di dettaglio delle tempistiche di fornitura delle

informazioni e una nota metodologica che "espliciti le fonti ed i criteri di elaborazione seguiti per la determinazione dei valori comunicati". L'Autorità Antitrust si è pronunciata dichiarando che gli impegni presentati da Italgas sono "idonei a far venire meno i profili anticoncorrenziali oggetto dell'istruttoria" e che potrebbero quindi agevolare la gestione delle prossime gare.

- L'Autorità Antitrust, ai sensi dell'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/90, ha avviato un'istruttoria nei confronti di 2i Rete Gas e Infrastrutture Distribuzione Gas (gruppo Edison) circa gli effetti della loro concentrazione sulle gare d'ATEM per **ROMA 4**, **ROVIGO**, **COMO 2** e **PAVIA 3**. Più in dettaglio, l'operazione di acquisizione da parte di 2i Rete Gas del 100% del capitale sociale di Infrastrutture Distribuzione Gas, considerando le quote dei punti di riconsegna del gas (PDR) detenuti dalle parti all'interno di ciascun ATEM (**Figura 3**), potrebbe avere degli effetti restrittivi della concorrenza, andando a disincentivare la partecipazione di soggetti terzi alla gara o eliminando un potenziale concorrente (Infrastrutture Distribuzione Gas S.p.a).

FIGURA 3. QUOTE DI MERCATO



Fonte: REF-E

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE ASSEGNATE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	29/12/2015	28/06/2017	Italgas
2	VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		28/03/2018	01/10/2018	Italgas
3	MILANO 1	631/2015/R/gas		23/12/2015	16/01/2017	Unareti (A2A)
4	TORINO 1	30/2018/R/gas		23/05/2019	11/12/2019	Italgas

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	
2	UDINE 2	399/2018/R/gas	880/2017/R/gas	04/11/2015	30/09/2019	
3	NAPOLI 1	231/2019/R/gas	145/2019/R/gas	21/08/2019	01/07/2020	2

GARE APERTE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	RIMINI	572/2020/R/Gas	450/2019/R/gas	30/12/2020	30/09/2021	BASSO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2021	ALTO
2	POTENZA 2	NO		06/02/2020	30/06/2021	ALTO
3	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	30/09/2021	MEDIO
4	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2021	MEDIO
5	MILANO 3	NO		31/01/2020	30/09/2021	ALTO
6	MONZA E BRIANZA 1	NO		29/12/2015	28/10/2021	MEDIO
7	BERGAMO 2	NO		11/12/2019	29/10/2021	ALTO
8	MILANO 4	NO		30/12/2019	31/10/2021	MEDIO
9	VARESE 2	NO		11/09/2015	30/11/2021	ALTO
10	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2021	MEDIO
11	VICENZA 4	NO		01/04/2019	31/12/2021	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	●
2	UDINE 3	NO		10/02/2016	06/06/2016	●
3	PERUGIA 2	NO		28/12/2015	29/12/2017	●
4	COMO 1	NO		08/08/2018	07/11/2019	●
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%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	GENOVA 1	536/2019/R/gas	69/2018/R/gas	NO		BASSO
2	ROMA 1	650/2015/R/gas		NO		BASSO
3	FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	67/2016/R/gas	NO		BASSO
4	LIVORNO	in corso	283/2018/R/gas	NO		MEDIO
5	MODENA 1	298/2019/R/gas	56/2019/R/gas	NO		MEDIO
6	GENOVA 2		536/2019/R/gas	NO		MEDIO
7	FIRENZE 1	in corso		NO		BASSO
8	LA SPEZIA	501/2019/R/gas	628/2017/R/gas	NO		BASSO
9	TRIESTE	in corso	63/2020/R/gas	NO		BASSO
10	BIELLA		485/2020/R/gas	29/12/2015	Sospesa	MEDIO
11	ROMA 2		502/2020/R/gas	NO		BASSO
12	ROMA 4		503/2020/R/gas	NO		BASSO
13	PORDENONE		504/2020/R/gas	NO		BASSO
14	MODENA 2	in corso				BASSO
15	TORINO 5	in corso				BASSO
16	CUNEO 1		571/2020/R/gas	NO		BASSO
17	COMO 3		108/2021/R/gas	NO		BASSO
18	ANCONA		76/2021/R/gas	NO		MEDIA

GARE ANNULLATE O SOSPENSE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
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
7	CREMONA 2 E CREMONA 3	NO		24/12/2015	Sospesa	BASSO

Dati aggiornati al 23/03/2021



06

**Dati di
mercato**

**e settori
incentivati**

Dati di mercato

ENERGIA ELETTRICA: DOMANDA E OFFERTA CUMULATA

(GWh e variazioni tendenziali)

	AS 2021	AS 2020	Var. %
Domanda	51 961	53 103	-2.2%
Produzione netta	44 643	46 067	-3.1%
- Termoelettrico	29 731	31 969	-7.0%
- Rinnovabili**	14 912	14 098	5.8%
Saldo estero	7 761	7 393	5.0%

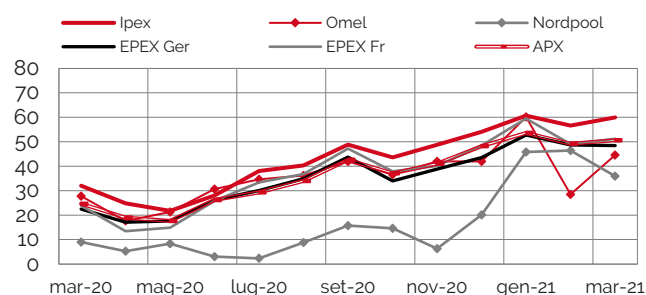
** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Valori cumulati al 28/02/2021

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA

(€/MWh)

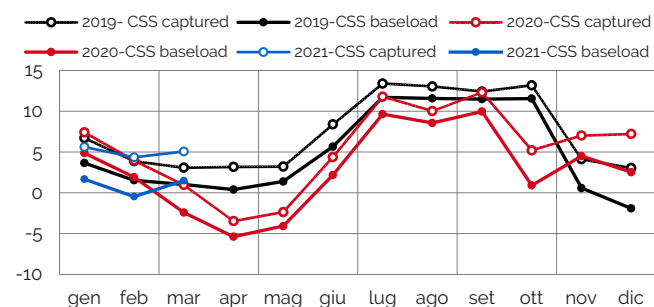


Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 25/03/2021

Fonte: Borse Europee

ENERGIA ELETTRICA: CLEAN SPARK SPREAD IN ITALIA

(€/MWh)

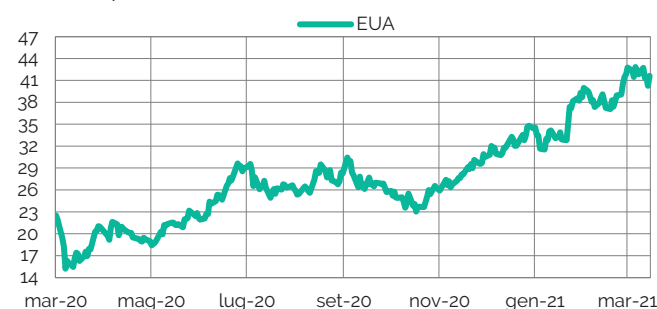


Medie mensili. Ultimo dato al 14/03/2021

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Thomson Reuters e GME

PREZZO DELLA CO2

(€/tCO2 eq.)



Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 25/03/2021

Fonte: Reuters su EEX

GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE

(Gmc e variazioni tendenziali)

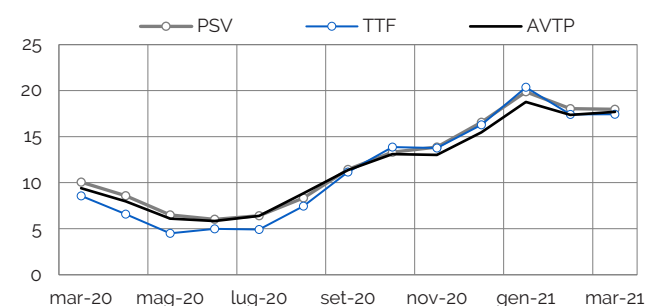
	AS 2021	AS 2020	Var. %	AT 2020	AT 2019	Var. %
Industriale	3.3	3.3	0.2%	6.8	6.6	2.0%
Termoelettrico	5.7	5.7	-0.1%	12.0	11.8	2.4%
Distribuzione	13.3	12.4	7.4%	24.1	22.0	9.3%
Altro	0.7	0.5	40.0%	1.3	1.4	-5.2%
Totale	23.0	21.9	5.1%	44.1	41.7	5.7%

Valori cumulati al 22/03/2021

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA

(€/MWh)

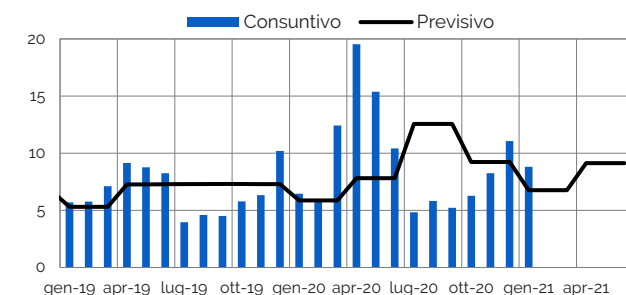


Medie mensili. Ultimo dato al 22/03/2021

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

CORRISPETTIVO UNITARIO DI UPLIFT

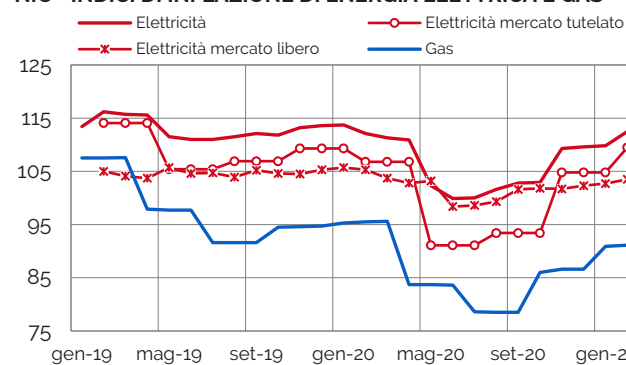
(€/MWh)



Ultimo dato consuntivo: Gennaio 2021

Fonte: Terna

NIC - INDICI DI INFLAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

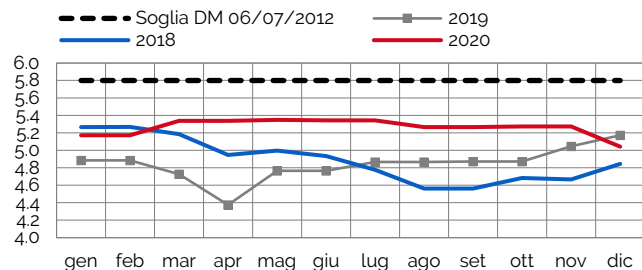


Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

Dati settori incentivati e regolati

CONTATORE GSE RINNOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

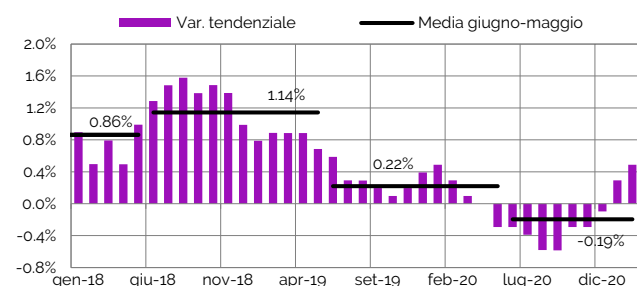


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico fino al 2019. Aggiunta degli esiti FER1 dal 2020. Ultimo dato 31/12/2020

Fonte: GSE

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



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

Fonte: Istat

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€cent/mc)

Componente	II-20	III-20	IV-20	I-21	II-21
Approvvig. e vendita	20.52	16.68	22.85	25.64	28.07
Costi di trasporto	4.33	4.33	4.29	4.27	4.19
Costi di distribuzione	9.31	9.47	9.17	9.38	9.38
Oneri generali di sistema	3.28	3.28	3.28	3.34	3.34
Totale - tasse escluse	37.42	33.76	39.58	42.62	44.97

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA

DOMESTICI RESIDENTI (€cent/kWh)

Componente	II-20	III-20	IV-20	I-21	II-21
Energia, dispac. e commerc.	5.72	6.20	8.55	9.24	9.94
Costi infrastrutture e UC	3.91	3.91	3.91	4.01	4.01
Oneri generali di sistema	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18
Totale - tasse escluse	13.81	14.29	16.64	17.43	18.13

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)

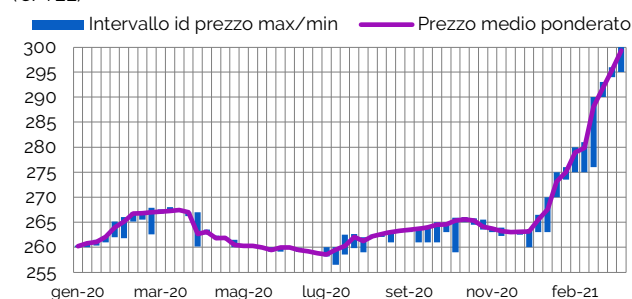
Componente	II-20	III-20	IV-20	I-21	Tutele graduali gen-21	Tutele graduali feb-21	II-21	Decreto sostegni II-21
Energia, dispac. e commerc.	5.10	5.59	8.12	8.52	8.58	8.13	9.18	9.18
Costi infrastrutture e UC	3.46	3.46	3.46	3.55	3.55	3.55	3.55	1.82
Oneri generali di sistema	7.18	7.18	7.13	7.26	7.26	7.26	7.26	5.55
Totale - tasse escluse	15.74	16.22	18.71	19.32	19.38	18.93	19.98	16.55

Consumi 25,000 kWh/a e potenza impegnata 16 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

TEE: PREZZO MASSIMO E MINIMO PER SESSIONE

(€/TEE)

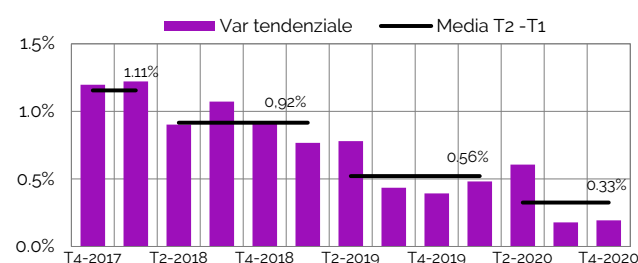


Ultimo dato 23/03/2021

Fonte: GME

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



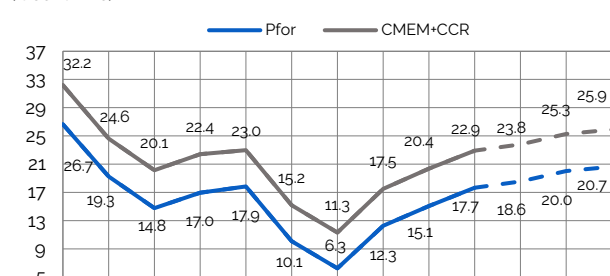
*Deflatore investimenti fissi lordi

Edizione dati Istat: Marzo 2021

Fonte: Istat

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€cent/mc)



T1-2019 T3-2019 T1-2020 T3-2020 T1-2021 T3-2021 T1-2022

PCS 38.52 MJ/mc. Previsioni (tratteggiato) su forward al 25/03/2021

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e ARERA



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, Greta Sala,
Ralph Sassun, Alejandro Sanchez Ben, Simona Soci

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, 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, INNOGY ITALIA SPA, IREN SPA, REPOWER ITALIA SPA, SHELL ITALIA SPA, SIRAM 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

Ref-e srl
via Viancenzo Gioberti 5
20123 Milano
C.F./P.IVA 07642420967