

NEWSLETTER



n. 256 Luglio 2021
Anno XXIII

Osservatorio
energia

REF4E

Indice

01

IMPRESE E ISTITUZIONI

Fit for 55: la Commissione Europea presenta il maxi piano per realizzare il Green Deal pag. 04

Oltre a formalizzare gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030, il piano prevede l'estensione dell'ETS al settore navale e propone un nuovo ETS dedicato al trasporto stradale, alla climatizzazione e a indicare nuovi standard emissivi a vantaggio dei combustibili alternativi. Prende vita anche il Carbon Border Adjustment, accompagnato dalla revisione della tassazione interna. Le proposte dovranno passare al vaglio del Parlamento e del Consiglio europeo: la discussione si preannuncia lunga e complessa.

02

MERCATO ELETTRICO

Riforma degli sbilanciamenti: vantaggi per le unità abilitate, rischi per le rinnovabili pag. 10

Il TIDE continua a essere introdotto per piccoli pezzi: le modifiche alle regole di sbilanciamento, necessarie per adeguarsi a quelle europee, entreranno in vigore con tempistiche differenti e avranno un impatto diverso a seconda del tipo di unità (abilitate e non abilitate) coinvolte. La valorizzazione degli sbilanciamenti a single pricing potrebbe avvantaggiare, già nel breve termine, le unità abilitate mentre il passaggio a un periodo di settlement a 15 minuti rischia di penalizzare, seppur nel lungo termine, le unità rinnovabili.

Aste rinnovabili: indicazioni da Polonia e Danimarca pag. 16

Continuiamo a monitorare le aste FER nei paesi europei per trarre indicazioni sull'andamento del mercato delle rinnovabili. Nuova spinta al solare dalle aste polacche, mentre la Danimarca si conferma leader nelle soluzioni offshore.

03

MERCATO GAS NATURALE

OLT: aperta la consultazione per la virtual liquefaction pag. 19

Contestualmente all'avvio del servizio small scale, potrebbe essere messo a disposizione presso OLT anche un servizio di liquefazione virtuale: anche chi non ha disponibilità di GNL, ma solo di gas naturale, potrà accedere al mercato small scale.

04

AGGIORNAMENTI TARIFFARI

pag. 23

A luglio nuovo intervento della fiscalità generale a contenimento dell'aumento dei costi dell'energia elettrica per le famiglie e le piccole imprese. Pubblicato finalmente lo spaccato della componente RET per i rimborsi alle centrali elettriche, perché gli interventi specifici per il rincaro della materia energia sono stati solo introdotti a partire da luglio.

05

GARE GAS

pag. 28

L'annuncio di una possibile imminente riforma dei criteri di gara porta al ritiro del bando per Trieste. Italgas ancora attiva in Sardegna.

06

CONCESSIONI IDROELETTRICHE

pag. 33

Calabria e Basilicata si sono unite alle quattro regioni (oltre alla Provincia autonoma di Trento) che hanno provveduto all'approvazione delle leggi regionali. In corso l'iter di approvazione anche in Lazio e Veneto.



01

IMPRESA E

ISTITUZIONI

Fit for 55: la Commissione europea presenta il maxi piano per realizzare il Green Deal

Oltre a formalizzare gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030, il piano prevede l'estensione dell'ETS al settore navale e propone un nuovo ETS dedicato al trasporto stradale, alla climatizzazione e a indicare nuovi standard emissivi a vantaggio dei combustibili alternativi. Prende vita anche il Carbon Border Adjustment, accompagnato dalla revisione della tassazione interna. Le proposte dovranno passare al vaglio del Parlamento e del Consiglio europeo: la discussione si preannuncia lunga e complessa.

Il 14 luglio la Commissione Europea, come da programma, ha presentato il *Fit for 55*, l'ambizioso pacchetto di riforme destinato a realizzare gli obiettivi del *Green Deal*. Il maxi piano comprende ben 18 documenti (**Tabella 1**), tra cui 8 regolamenti, 5 direttive, 2 decisioni e 3 comunicazioni.

Il pacchetto propone la revisione di alcuni regolamenti e direttive fondamentali nell'ambito clima ed energia e una serie di nuove proposte. Le revisioni riguardano, in particolare, la regolazione dell'*Emission Trading System*, la direttiva sulle energie rinnovabili (RED), la direttiva sull'efficienza energetica (EED), il regolamento sulla condivisione

degli sforzi (ESR), la direttiva sulla realizzazione di infrastrutture per i combustibili alternativi (DAFI), la direttiva sulla tassazione dell'energia (ETD) e gli standard per le autovetture e i veicoli leggeri commerciali. Le nuove proposte comprendono invece il *Carbon Border Adjustment Mechanism*, (CBAM) i regolamenti *FuelEU* per il trasporto marittimo e *ReFuelEU* per l'aviazione, oltre al nuovo fondo sociale per il clima. Le novità toccano tutti i settori, con particolare attenzione ai trasporti, fino a oggi soltanto blandamente regolati, sia per le difficoltà tecniche insite negli interventi necessari alla loro decarbonizzazione, che per i costi elevati che questo processo comporta.

TABELLA 1. FIT FOR 55 PACKAGE

Proposta/documento	Tipo di atto	Nuovo atto o revisione di atto esistente
Comunicazione sul Fit for 55	Comunicazione Commissione Europea	
Revisione della direttiva sul sistema di scambio di quote di emissioni dell'UE (EU ETS)	Direttiva	Revisione
Revisione del contributo dell'aviazione al sistema di scambio di quote di emissioni dell'UE (EU ETS)	Direttiva	Revisione
Riforma della <i>Market Stability Reserve</i> (MSR)	Decisione	Revisione
Revisione della direttiva sull'energia rinnovabile (REDII)	Direttiva	Revisione
Revisione della direttiva sull'efficienza energetica (EED)	Direttiva	Revisione
Revisione del regolamento sulla condivisione degli sforzi (ESR)	Regolamento	Revisione
Revisione della direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici (ETD)	Direttiva	Revisione
Introduzione del meccanismo di aggiustamento del carbonio alla frontiera (CBAM)	Regolamento	Nuovo
Revisione della direttiva sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI)	Regolamento (in sostituz. di Direttiva)	Revisione
<i>FuelEU Maritime</i>	Regolamento	Nuovo
<i>ReFuelEU Aviation</i>	Regolamento	Nuovo
Revisione del regolamento che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni di CO ₂ delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi	Regolamento	Revisione
Revisione del regolamento relativo all'inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra risultanti dall'uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura	Regolamento	Revisione
Istituzione del <i>Social Climate Fund</i>	Regolamento	Nuovo
Rettifica alle regole dell'ETS sull'aviazione per l'implementazione del sistema CORSIA	Decisione	Nuovo
Piano strategico per supportare lo sviluppo di un'infrastruttura per i combustibili alternativi	Comunicazione Commissione Europea	
Nuova strategia forestale UE per il 2030	Comunicazione Commissione Europea	

Fonte: Commissione Europea

TAG: Climate and environment, decarbonisation, energy policy, ets, eu policy, europe, european commission, green deal, guidelines, public policy, regulation

L'EMISSION TRADING SYSTEM SI ALLARGA AL TRASPORTO MARITTIMO, SU STRADA E AL RISCALDAMENTO DEGLI EDIFICI

La proposta di revisione della direttiva ETS fissa un nuovo obiettivo di riduzione delle emissioni: -61% al 2030 rispetto ai livelli del 2005, ben 18 punti percentuali in più rispetto all'obiettivo attuale (-43%), ma la novità più rilevante è rappresentata dall'inclusione nell'obbligo di nuovi settori, in linea con le attese degli operatori e con notizie trapelate nelle settimane che hanno preceduto la presentazione del piano.

Verrà quindi incluso nell'ETS il settore del trasporto marittimo. L'introduzione sarà graduale a partire dal 2023, mentre l'entrata a pieno regime è prevista per il 2026. Il sistema interesserà le grandi navi (da oltre 5000 ton) e coprirà tutte le emissioni dei viaggi intra-UE e il 50% di quelle dei viaggi da e verso paesi extra-UE. Il settore dell'aviazione, già incluso nell'ETS, vedrà un graduale riduzione delle allocazioni gratuite, fino alla completa eliminazione entro la fine del 2026. Tutta l'aviazione civile verrà inoltre allineata al sistema CORSIA dell'ONU, compresi i voli da e per paesi extra-EEA, con l'obbligo di compensazione delle emissioni se si superano i livelli del 2019.

Il trasporto su strada e il riscaldamento degli edifici verranno sottoposti a un nuovo sistema ETS, parallelo a quello attuale, con un obiettivo di riduzione delle emissioni meno stringente (-43% al 2030 rispetto ai livelli del 2005). Il nuovo sistema entrerà in vigore dal 2025, con un tetto di emissioni dal 2026 che andrà a ridursi nel tempo.

L'ETS verrà inoltre rafforzato attraverso una serie di misure, quali:

- la riduzione una tantum di 117 milioni di permessi (EUA);
- l'incremento del *Linear Reduction Factor* (il fattore lineare di riduzione dei permessi di emissione) a 4,2% rispetto all'attuale 2,2%
- l'eliminazione graduale di tutte le allocazioni gratuite nei settori soggetti a *carbon leakage* in concomitanza con l'introduzione del CBAM (che andrà a sostituire le altre forme di protezione) a partire dal 2026, con una riduzione del 10%

annuale fino a completa rimozione al 2036

- la revisione dei parametri di funzionamento della *Market Stability Reserve*, la riserva stabilizzatrice del mercato, creata per assorbire i permessi in eccesso: l'*intake rate* (cioè la percentuale di permessi che viene messa a riserva se si supera la soglia di 833 milioni di EUA in circolazione sul mercato) verrà mantenuto al 24% e il livello minimo di permessi nella riserva a 200 milioni anche per il periodo 2024-2030, anziché abbassarsi, rispettivamente, al 12% e a 100 milioni, com'era finora previsto.

In aggiunta, il documento prevede che tutti i proventi dell'ETS (e non più solo il 50%), ad eccezione di quelli destinati al budget comunitario, vengano destinati ad azione per il clima.

Verrà inoltre istituito il *Social Climate Fund*, un nuovo fondo nel quale confluirà il 25% dei proventi dell'ETS "gemello" di trasporto su strada e riscaldamento di edifici e che sarà destinato a mitigare gli effetti economici e sociali dell'ETS su cittadini e imprese maggiormente colpiti e a rischio. Il fondo verrà attivato dal 2025 e verrà alimentato fino al 2032. I proventi stimati per il periodo ammontano a 72,2 miliardi di euro. Per accedervi, i Paesi membri dovranno co-finanziare il fondo al 50%, pertanto l'ammontare complessivo mobilitato dovrebbe raggiungere i 144,4 miliardi di euro.

OBIETTIVI 2030 AL RIALZO: 40% DI RINNOVABILI E 36-39% DI EFFICIENZA ENERGETICA

Insieme all'ETS, anche gli altri due pilastri delle politiche climatiche verranno rivisti: le direttive sull'energia rinnovabile (REDII) e l'efficienza energetica (EED).

Il nuovo *target* per l'energia da fonti rinnovabili è stato portato al 40% sul consumo di energia totale al 2030 dall'attuale 32%, con nuovi obiettivi al 2030 proposti per diversi settori:

- Trasporti: -13% nell'intensità di gas serra dei combustibili (trasporto marittimo e aviazione internazionale inclusi) rispetto al nuovo *benchmark*, che copre tutte le modalità di trasporto
- *Heating & Cooling*: l'incremento di +1,1% della

quota da rinnovabili l'anno diviene vincolante a livello nazionale (con alcune aggiunte indicative per singoli Stati membri)

- Industria: incremento di +1.1% della quota da rinnovabili l'anno (*target* indicativo)
- Edifici: quota di energia da fonti rinnovabili di almeno 49% (*target* indicativo).

Sono inoltre indicati obiettivi specifici per l'idrogeno rinnovabile e i carburanti sintetici a base di idrogeno al 2030: +2.6% di carburanti rinnovabili di origine non biologica (RFNBO) nei trasporti e una quota di 50% di fonti rinnovabili nel consumo di idrogeno nell'industria, a supporto dell'obiettivo delineato nella *EU Hydrogen Strategy* di 40GW di capacità di elettrolisi. La Commissione ha anche avanzato la proposta di un sistema di certificazione unico dei carburanti rinnovabili (idrogeno incluso) a livello UE.

Per quanto riguarda l'efficienza energetica, i nuovi obiettivi per il 2030 sono del 36% per il consumo di energia finale e 39% per il consumo di energia primaria rispetto alle proiezioni del 2007 (che corrispondono, rispettivamente, a un consumo massimo di 787 e 1023 Mtoe). I *target* nazionali rimangono da definire secondo criteri oggettivi e in accordo con la Commissione, mentre l'obbligo di risparmio annuale minimo di energia nei consumi finali passa dallo 0.8% attuale a 1.5% dal 2024 fino al 2030. Il settore pubblico, inoltre, è chiamato a dare il "buon esempio", con una riduzione del consumo di energia più elevata (1.7% l'anno) e il rinnovo di almeno il 3% dell'area dei propri edifici l'anno.

Nel complesso, le revisioni delle tre direttive chiave della legislazione europea sul clima ridefiniscono gli obiettivi dell'Unione per il 2030 (**Tabella 2**).

TABELLA 2. NUOVI OBIETTIVI PROPOSTI PER IL 2030

Settore	Obiettivo UE 2030 pre Green Deal	Nuovo obiettivo UE Fit-for-55
Riduzione delle emissioni	40% vs 1990 ETS: 43% vs 2005 ESR: 30% vs 2005	Almeno 55% vs 1990 ETS: 61% vs 2005 ESR: 40% vs 2005 nuovo ETS: 43% vs 2005
Energie rinnovabili	32%	40%
Efficienza energetica	32.5%	36% (consumo finale) 39% (consumo primario)

Fonte: elaborazioni REF-E

IL NUOVO CARBON BORDER ADJUSTMENT MECHANISM ENTRERÀ A PIENO REGIME DAL 2026

La proposta di regolamento sull'istituzione del CBAM conferma la maggioranza delle anticipazioni trapelate nelle scorse settimane ([Newsletter 255](#)). Il meccanismo dovrebbe introdurre un prezzo (i.e. un dazio) sul contenuto di emissioni di carbonio dei beni importati all'interno dell'Unione Europea per un numero limitato di settori (almeno inizialmente): produzione di energia elettrica, siderurgia, cemento, alluminio e fertilizzanti.

L'obiettivo primario è prevenire il rischio di carbon leakage (la rilocalizzazione delle attività produttive in Paesi che non impongono limiti e costi sulle emissioni di CO₂) e di concorrenza sleale nei confronti delle aziende europee da parte di imprese localizzate in Paesi con standard ambientali meno elevati, nel momento in cui verranno eliminate le allocazioni gratuite su settori esposti a tali rischi. Il CBAM dovrebbe inoltre stimolare i Paesi partner commerciali dell'UE a ridurre i livelli di emissione dei propri produttori per evitare il costo di questa tassa sui prodotti esportati verso l'Europa.

Il CBAM comporterà l'obbligo per gli importatori di registrarsi presso le autorità nazionali, dichiarare il contenuto di carbonio (i.e. di emissioni) dei prodotti che introducono nell'UE e consegnare ogni anno un numero di permessi CBAM corrispondente alle emissioni dichiarate nell'anno precedente. I permessi potranno essere acquistati presso le autorità nazionali e il loro prezzo sarà stabilito sulla base del prezzo medio registratosi nelle aste settimanali dei permessi dell'ETS. Se gli importatori dimostreranno che è già stato pagato un prezzo sulle emissioni relative alla produzione del bene in questione (ad esempio, se esiste un sistema di permessi di emissione nel Paese di origine), tale costo potrà essere dedotto.

Il sistema verrà introdotto gradualmente a partire dal 2023, e nella prima fase comporterà soltanto l'obbligo di riportare le emissioni dirette - vale a dire, le emissioni provocate direttamente dal processo produttivo del bene - contenute nei prodotti importati, senza dover pagare il relativo dazio, così da facilitare la transizione verso il nuovo sistema. Il CBAM entrerà poi a pieno regime dal 2026, e in

questa seconda fase la Commissione europea valuterà se estendere il meccanismo anche ad altri settori o alle emissioni indirette (quali, ad esempio, le emissioni connesse alla produzione dell'energia elettrica utilizzata nel processo produttivo).

In considerazione del fatto che le allocazioni gratuite dell'ETS in questi settori verranno eliminate solo gradualmente, fino a scomparire nel 2035, la tassa sul carbonio alla frontiera, fino ad allora, verrà pagata soltanto per la quota di emissioni i cui permessi ETS non sono gratuiti ma venduti all'asta. Questo allo scopo di non avvantaggiare i produttori interni rispetto agli importatori. Ciononostante, la scelta unidirezionale dell'UE ha già suscitato molte critiche e preoccupazioni nella comunità internazionale.

TASSAZIONE: NUOVE ALIQUOTE MINIME IN FUNZIONE DELLE PRESTAZIONI AMBIENTALI E FINE (DI MOLTE) DELLE AGEVOLAZIONI

Il *Fit for 55* comprende anche una riforma della direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici (*Energy Taxation Directive* – ETD) che si basa su due principali pilastri:

1. Una nuova struttura fiscale basata sul contenuto energetico e le prestazioni ambientali dei prodotti: i carburanti più inquinanti avranno aliquote minime più elevate (e gli Stati membri dovranno assicurarsi che questa classifica venga replicata nella tassazione nazionale);
2. La rimozione delle agevolazioni e delle esenzioni su molti prodotti e settori (ad esempio, il kerosene avio o l'o.c. bunker), mentre rimarrà possibile applicare aliquote agevolate per alcuni settori e prodotti specifici, quali la produzione di energia elettrica, i prodotti energetici avanzati derivanti da fonti rinnovabili, e l'agricoltura.

Le aliquote minime verranno aggiustate annualmente, in maniera automatica, sulla base dei prezzi al consumo pubblicati da Eurostat. Al momento le aliquote proposte sono le seguenti:

- Carburanti convenzionali (ad esempio, benzina e diesel) e biocarburanti non sostenibili: tassazione minima di 10.75 €/GJ nell'autotrazione e 0.9 €/GJ nel riscaldamento
- Gas naturale, Gpl e altri carburanti non rinnovabili

di origine non biologica (che possono tuttavia supportare la transizione energetica nelle prime fasi): tassazione minima ridotta di 7.17 €/GJ nell'autotrazione e 0.6 €/GJ nel riscaldamento, per un periodo transitorio di 10 anni, alla fine del quale si allineerà ai carburanti tradizionali

- Biocarburanti sostenibili, ma non avanzati: tassazione minima ridotta di 5.38 €/GJ nell'autotrazione e 0.45 €/GJ nel riscaldamento, anch'essa per un periodo transitorio di 10 anni
- Elettricità, biocarburanti avanzati, biogas e carburanti rinnovabili di origine non biologica (ad esempio, l'idrogeno verde): tassazione minima di 0.15 €/GJ, valida anche per idrogeno *low-carbon* per un periodo transitorio di 10 anni.

Nei settori dell'aviazione e del trasporto marittimo (pesca inclusa) non saranno più esentati, rispettivamente, il kerosene e gli oli pesanti: la tassazione su questi prodotti crescerà gradualmente nell'arco di 10 anni, mentre i carburanti sostenibili godranno di un'esenzione completa.

STRETTA SUI TRASPORTI: NUOVI STANDARD PER TUTTI I SETTORI E REVISIONE DELLA DAFI

Il settore trasporti (aereo, marittimo e su strada) è senza dubbio il più colpito dai nuovi provvedimenti, essendo stato finora soggetto a una regolamentazione relativamente blanda. La nuova rotta tracciata dal *Green Deal* impone un cambio di marcia, in quanto i trasporti sono stati l'unico settore che ha visto crescere le proprie emissioni negli ultimi anni e che è ancora responsabile di un quarto delle emissioni complessive dell'Unione Europea. Oltre alla revisione della tassazione sull'energia, tra le proposte più rilevanti vi sono quindi:

- *ReFuelEU Aviation*: si tratta dell'iniziativa per incrementare la produzione e l'uso di carburanti sostenibili (SAF) nell'aviazione. Il regolamento comprenderà l'obbligo di aumentare l'utilizzo di miscele SAF per i voli in partenza da aeroporti UE e l'obbligo per i fornitori di carburanti di includere una percentuale minima di SAF crescente nel tempo: 2% nel 2025, 5% nel 2030, 20% nel 2035, 32% nel 2040, 38% nel 2045 e 63% al 2050
- *FuelEU Maritime*: l'iniziativa per il trasporto

marittimo comporterà la riduzione dell'intensità di gas serra dell'energia utilizzata a bordo dei veicoli navali: -2% al 2025, -6% al 2030, -13% al 2035, -26% al 2040, -59% al 2045 e -75% al 2050 (rispetto ai livelli del 2020)

- Revisione della direttiva sulle infrastrutture per i carburanti alternativi: la revisione della DAFI si prefigge una serie di nuovi obiettivi:
 - 1 kW aggiuntivo di capacità di ricarica elettrica per ogni e-car immatricolata (si prevede più di un milione di punti di ricarica al 2025 e circa 3,5 milioni al 2030);
 - Una rete di stazioni di ricarica veloce sulle principali autostrade di almeno 300 kW di potenza ogni 60 km (di cui almeno una stazione con capacità di 150 kW) al 2025 e 600 kW di capacità al 2030; per i veicoli pesanti, la potenza minima sarà di 1400 kW al 2025 e 3500 kW al 2030;
 - Almeno un impianto di rifornimento di idrogeno ogni 150 km sulle principali autostrade e ai nodi urbani;
- Nuovi standard di emissione per i veicoli: i nuovi standard per le autovetture e per i veicoli commerciali leggeri sono una delle proposte che hanno destato più preoccupazioni, soprattutto nell'industria dell'automotive, già messa in grave difficoltà dalla pandemia. La Commissione ha infatti proposto una riduzione delle emissioni dei nuovi veicoli al 2030 del 55% (auto) e del 50% (VAN) rispetto ai livelli del 2021, e addirittura del 100% al 2035, che equivale, di fatto, a uno stop alla vendita di veicoli a benzina e diesel. La misura punta a una quasi completa elettrificazione del parco autoveicoli, ma al momento sono poche le case automobilistiche che si dichiarano pronte a proporre un listino completamente elettrico (o a carburanti alternativi) entro 15 anni; pertanto, in molti chiedono già un rinvio, e la trattativa si preannuncia complessa.

I PROSSIMI PASSI DEL FIT FOR 55: L'ITER LEGISLATIVO

I documenti presentati dalla Commissione hanno la valenza di proposte di legge, ma sono il Parlamento e il Consiglio europeo a dover in seguito vagliare, approvare e formalmente adottare i relativi atti

legislativi. Una volta approvati ed entrati in vigore, Regolamenti e Decisioni saranno direttamente applicabili, mentre le Direttive dovranno essere recepite dai singoli Stati membri (si tenga presente che, in Italia, è ancora in corso il processo di recepimento della REDII, attualmente rinviato e da portare a termine entro l'autunno). Questo significa che le proposte dovranno ottenere il consenso da parte degli Europarlamentari, ma soprattutto dovranno mettere d'accordo i diversi capi di Stato dei Paesi membri. Parlamento e Consiglio europeo hanno inoltre la possibilità di emendare gli atti, per cui i provvedimenti ufficiali potranno presentare delle differenze rispetto alle attuali proposte. L'iter legislativo è ulteriormente complicato dal fatto che le proposte sono interrelate e complementari, pertanto andranno valutate ed eventualmente emendate nel loro complesso.

Nonostante la volontà delle istituzioni europee di accelerare il passo sul *Green Deal*, ci vorranno quantomeno mesi, ma molto più realisticamente anni, prima che il *Fit for 55* diventi legge (si pensi, per confronto, al pacchetto antecedente *Clean Energy for All Europeans*, presentato dalla Commissione nel novembre 2016 e pubblicato sulla Gazzetta Europea nella sua interezza soltanto due anni e mezzo dopo). La Commissione ha tuttavia proposto l'entrata in vigore di alcune misure già dal 2023, spingendo così per una riduzione dei tempi tecnici.

La trattativa si preannuncia difficile sotto molti punti di vista, con la stessa Commissione parzialmente divisa su alcuni provvedimenti che dovrà fare fronte alle pressioni dei diversi settori produttivi coinvolti, ponderare le implicazioni sociali dei provvedimenti e mediare nei rapporti internazionali. A partire dal nuovo ETS per il trasporto su strada e gli edifici che rievoca lo spettro dei *gilets jaunes* francesi e ha già incontrato forti opposizioni (la stretta sui trasporti, in particolare su strada, incontra non solo l'ostilità dei produttori di autoveicoli, ma anche il timore che, anche in questo caso, siano i consumatori più svantaggiati a pagare le conseguenze maggiori), allo sforzo diplomatico da parte dell'UE fondamentale per evitare che il CBAM si trasformi da stimolo alla decarbonizzazione a guerra dei dazi internazionale, la strada verso la completa implementazione del pacchetto non si prospetta esente da difficoltà.



02

MERCATO ELETTRICO

Riforma degli sbilanciamenti: vantaggi per le unità abilitate, rischi per le rinnovabili

Il TIDE continua a essere introdotto per piccoli pezzi: le modifiche alle regole di sbilanciamento, necessarie per adeguarsi a quelle europee, entreranno in vigore con tempistiche differenti e avranno un impatto diverso a seconda del tipo di unità (abilitate e non abilitate) coinvolte. La valorizzazione degli sbilanciamenti a single pricing potrebbe avvantaggiare, già nel breve termine, le unità abilitate mentre il passaggio a un periodo di settlement a 15 minuti rischia di penalizzare, seppur nel lungo termine, le unità rinnovabili.

La riforma degli sbilanciamenti, in consultazione fino a fine agosto 2021, è finalizzata ad adeguare la disciplina nazionale alle regole previste a livello europeo. Le modifiche proposte dall'Autorità entreranno in vigore con tempistiche differenti e avranno un impatto diverso a seconda del tipo di unità (abilitate e non abilitate) coinvolte. La valorizzazione degli sbilanciamenti a *single pricing* potrebbe avvantaggiare, già nel breve termine, le unità abilitate mentre il passaggio a un periodo di *settlement* a 15 minuti rischia di penalizzare, seppur nel lungo termine, le unità rinnovabili. Il 6 luglio 2021 l'ARERA ha pubblicato la consultazione sulla riforma della disciplina degli sbilanciamenti ([292/2021/R/eel](#)). Tale documento è parte integrante del più ampio quadro di riforme previste del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) con cui l'Autorità, a luglio 2019 ([322/2019/R/eel](#)), ha illustrato le principali linee di intervento volte ad adeguare il disegno di mercato ai nuovi paradigmi di funzionamento del sistema elettrico, in un'ottica di mercato integrato europeo. Il documento si colloca nel sistema di regole definite a livello europeo nel Regolamento *Balancing* ([Regolamento UE 2017/2195](#)) che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico, tenuto conto delle disposizioni del Regolamento sul

Mercato Interno dell'Energia ([Regolamento UE 2019/943](#)). La consultazione resterà aperta sino al 31 agosto 2021. In un contesto di rapida evoluzione legata alla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili e del contestuale *phase-out* degli impianti di generazione tradizionale, indispensabili per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta, si rende sempre più necessaria una riforma organica del servizio di dispacciamento in modo da evitare che inefficienze del mercato, tra le quali eventuali distorsioni nella formazione dei prezzi di sbilanciamento, possano avere ripercussioni sulla sicurezza e sulla sostenibilità economica del sistema elettrico. Il documento pubblicato da ARERA riprende alcuni degli orientamenti già esplicitati nel TIDE (riforma temporale, spaziale e merceologia degli sbilanciamenti) definendo per ciascuno di essi una tempistica di attuazione differente. A essere impattate nel breve termine (alcune delle modifiche descritte nel DCO entreranno in vigore già dal 15 gennaio 2022) saranno principalmente le unità abilitate a MSD mentre, a partire presumibilmente dal 2023, il processo di riforma coinvolgerà anche gli impianti di generazione rinnovabili e le unità non abilitate (**Tabella 1**).

TABELLA 1. IMPATTI DELLA RIFORMA SUGLI SBILANCIAMENTI

	Breve periodo (15 gennaio 2022)	IMPATTO Medio periodo (gennaio 2023)	Lungo periodo (gennaio 2025)
Unità non abilitate a MSD Unità di consumo Unità rinnovabili	Nessun impatto	Aree di prezzo di sbilanciamento: da due macro-zone statiche a zone di mercato dinamiche	Periodo di settlement: da un'ora a 15 minuti. Possibile rischio di sbilanciamento per gli impianti rinnovabili
Unità abilitate a MSD	Prezzi di sbilanciamento: da <i>Dual Pricing</i> a <i>Single Pricing</i> . Oneri di sbilanciamento più bassi con possibili marginalità		Nessun impatto

Fonte: elaborazioni REF-E

IL PERIODO DI **SETTLEMENT** A 15 MINUTI POTREBBE PENALIZZARE GLI IMPIANTI RINNOVABILI

L'articolo 8 del Regolamento sul Mercato Interno dell'Energia Elettrica stabilisce che entro il 1° gennaio 2021, salvo eventuali deroghe richieste dal TSO e concesse dall'Autorità di Regolazione nazionale, venga uniformato il periodo di regolazione degli sbilanciamenti a 15 minuti sia per le unità abilitate al Mercato dei Servizi del Dispacciamento che per quelle non abilitate. Tale criterio risulta incompatibile con l'attuale disciplina che prevede due differenti periodi temporali per il calcolo del segno e del prezzo degli sbilanciamenti pari a 15 minuti e un'ora rispettivamente per le unità abilitate e per quelle non abilitate.

L'adeguamento del periodo di regolazione uniformato a 15 minuti per tutte le risorse richiederà comunque probabilmente uno sforzo non trascurabile per adattare il sistema di gestione delle misure e del *settlement*. Per questa ragione Terna ha chiesto una deroga (già concessa) fino a fine 2024. Coerentemente, il termine ultimo per l'applicazione del periodo di settlement uniformato a 15 minuti è stato esteso sino al 1° gennaio 2025.

Tale modifica potrebbe comportare un rischio di maggior sbilanciamento per le unità di generazione rinnovabile non programmabile. Tali impianti, infatti, il cui profilo di generazione risulta già caratterizzato da un certo livello di aleatorietà, nel quarto d'ora potrebbero non riuscire a rispettare i programmi di produzione¹ incorrendo in un maggior rischio di sbilanciamento con conseguente pagamento degli oneri ad esso associati. Questo effetto potrebbe essere parzialmente attenuato dal gate closure del mercato infragiornaliero, che, spostandosi fino a un'ora prima della consegna, potrebbe consentire una migliore programmazione della fonte. Le unità abilitate al MSD (unità di produzione programmabili con potenza superiore a 10 MVA), al contrario, non sarebbero impattate in quanto la modifica non cambia rispetto a oggi il periodo temporale all'interno del quale viene valutata la conformità del programma di produzione con i flussi fisici

effettivamente immessi o prelevati dalla rete.

L'AREA DI SBILANCIAMENTO RISULTA CONFORME AL REGOLAMENTO EUROPEO

Con l'area di sbilanciamento si intende quella porzione di area all'interno della quale è calcolata la posizione di sbilanciamento degli operatori e cioè se il loro profilo di generazione o prelievo è superiore o inferiore al corrispondente programma di generazione o consumo.

Secondo l'articolo 54 del Regolamento *Balancing*, l'estensione dell'area di sbilanciamento non può essere più grande della *scheduling area*² che, nel caso dell'Italia, corrisponde alla zona di mercato.

Nell'attuale disegno di mercato, le aree all'interno delle quali sono valutati i programmi e gli sbilanciamenti degli operatori corrispondono ai punti di dispacciamento, che possano avere una dimensione differente a seconda del tipo di unità considerata. Nel caso delle unità rilevanti, l'area di sbilanciamento coincide con il singolo punto di connessione alla rete elettrica. Nel caso delle unità non rilevanti di produzione e consumo, il punto di dispacciamento coincide con l'insieme di più punti di connessione appartenenti alla medesima zona di mercato e inseriti nel medesimo contratto di dispacciamento. In quest'ultimo caso, l'utente del dispacciamento potrà avere più punti di sbilanciamento riconducibili alle singole unità o a più aggregati di impianti generazione o consumo.

Dal momento che in entrambi i casi l'area di sbilanciamento risulta più piccola o al massimo uguale alla zona di mercato, l'Autorità intende lasciare inalterata l'attuale disciplina non introducendo così nessun elemento di novità.

DALLE DUE MACRO-ZONE STATICHE ALLE ZONE DI MERCATO DINAMICHE

Per area di prezzo di sbilanciamento si intende l'area rispetto alla quale è calcolato il segno e il prezzo di sbilanciamento che viene applicato all'operatore in fase di *settlement*.

Anche in questo caso, la normativa europea³ stabilisce che l'area di prezzo di sbilanciamento

¹ Uno sbilanciamento si origina quando il profilo di produzione o prelievo di una unità non rispetta il programma finale di immissione o consumo.

² La *scheduling area* corrisponde all'area di programmazione.

³ Articolo 6 del Regolamento sul Mercato Interno dell'Energia Elettrica.

deve essere inferiore o al massimo uguale alla zona di mercato, prevedendo però la possibilità, in particolare nel caso di sistemi di tipo *central-dispatching*, di aggregare due o più aree ai fini del calcolo del prezzo e del segno, per tenere conto di eventuali compensazioni di bilanciamento o scambi di energia di bilanciamento tra le zone.

Secondo l'attuale disciplina, il prezzo e il segno degli sbilanciamenti sono calcolati considerando due macro-zone statiche: la macro-zona Nord e la macro-zona Sud (che comprende la zona Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia, Calabria e Sardegna). Una tale configurazione, ai fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento, non considera gli eventuali flussi di energia di bilanciamento che possono esserci tra una zona di mercato e l'altra non consentendo così di avere una corretta rappresentazione del valore dell'energia attivata per soddisfare le esigenze di bilanciamento delle singole zone di mercato. Oltre a ciò, le macro-zone statiche risultano incompatibili con il quadro europeo in quanto la zona Sud rappresenta costantemente un'area di prezzo di sbilanciamento con una dimensione più grande della zona di mercato.

L'Autorità intende innanzitutto ridefinire le aree di prezzo di sbilanciamento facendole coincidere con le zone di mercato. Al fine del calcolo del prezzo e del segno di sbilanciamento, propone inoltre di introdurre un meccanismo di aggregazione dinamica che, sulla base degli effettivi flussi tra zone confinanti, consenta di considerare come aggregato unico quelle zone di mercato libere da congestione. Se il flusso effettivo di energia elettrica tra due zone confinanti è tale da non saturare il limite di transito, queste verrebbero considerate nel medesimo aggregato, viceversa verrebbero considerate come due zone di prezzo di sbilanciamento indipendenti e non aggregate.

Con l'aggregazione dinamica, rimarrebbe quindi la possibilità che zone di mercato diverse siano considerate congiuntamente per il calcolo del prezzo e del segno di sbilanciamento, ma solo in caso che costituiscano una "zona unica" dal punto di vista del bilanciamento del sistema.

Per evitare strategie di arbitraggio adottate dagli

operatori tra zone di mercato appartenenti alla stessa macrozona, con conseguenze economiche ai danni del sistema, oggi viene applicato il corrispettivo di non arbitraggio. Anche se l'adozione della macrozona dinamica permette di mitigare questo rischio, poiché non vi è più una certezza sistematica circa le zone di mercato in cui gli sbilanciamenti vengono regolati al medesimo prezzo, l'Autorità ritiene di mantenere tale corrispettivo, in modo da annullare le possibilità di arbitraggio tra i mercati dell'energia e lo sbilanciamento.

Per il calcolo del prezzo di sbilanciamento, inoltre, non si potrà più tenere conto esclusivamente dei prezzi registrati sul MB nazionale, ma sarà necessario includere nel calcolo anche i prezzi di tutti i prodotti scambiati sulla piattaforma europea di bilanciamento (a partire da gennaio 2021 è stata avviata la partecipazione di Terna alla piattaforma di bilanciamento europea per lo scambio di *Replacement Reserve* (piattaforma TERRE) e, entro i prossimi due anni, è attesa la partecipazione ad altre due piattaforme europee⁴). Coerentemente, la definizione dell'aggregato delle zone di prezzo dipenderà dagli effettivi scambi di energia di bilanciamento tra le varie zone di mercato che avverrà, oltre che sul Mercato di Bilanciamento Nazionale, anche tra le piattaforme europee.

Il principio delle zone di mercato dinamiche non verrà applicato nel breve termine, in quanto è necessario che Terna definisca una metodologia di aggregazione da trasmettere all'Autorità entro maggio 2022 a cui seguirà una fase di test in modo da avere una piena attuazione a partire da gennaio del 2023. Almeno fino a tale termine, i prezzi di sbilanciamento continueranno ad essere calcolati sulla base delle macro-zone statiche.

Ad essere particolarmente penalizzate potrebbero essere le zone di mercato all'interno dell'attuale macrozona Sud caratterizzati da prezzi dei servizi di bilanciamento più alti, come la zona Centro-Sud, che spesso fissa i prezzi di sbilanciamento per tutta la macrozona Sud. A trarne vantaggio sarebbero, invece, tutte le altre zone di mercato che beneficerebbero di prezzi di sbilanciamento più bassi.

⁴ Piattaforma europea per lo scambio di *manual Frequency Restoration Reserve* (piattaforma MARI) e la piattaforma per lo scambio di *automatic Frequency Restoration Reserve* (piattaforma PICASSO).

IL CALCOLO DEL SEGNO DI SBILANCIAMENTO RISPETTA LE CONDIZIONE POSTE DALL' UE

Lo sbilanciamento è definito come la deviazione dei flussi di energia immessi o prelevati dalla rete dai programmi di immissione o consumo. Secondo la metodologia ACER, il TSO deve calcolare il segno di sbilanciamento per ciascuna area e per ciascun periodo di *settlement* come differenza tra la somma di tutti i volumi di energia di bilanciamento a scendere e la somma di tutti i volumi a salire, necessari per soddisfare la domanda del TSO.

La metodologia attualmente utilizzata per il calcolo del segno di sbilanciamento considera la differenza tra i flussi fisici di energia e i flussi programmati.

Poiché tale meccanismo effettua una misura diretta di quelli che sono i reali fabbisogni di bilanciamento del TSO, non considerando tutti quei volumi non direttamente imputabili al bilanciamento⁵, al netto delle perdite di rete, è stato giudicato dall'Autorità un buon *proxy* del calcolo del segno dello sbilanciamento così come definito dalla metodologia europea. L' Autorità, quindi, intende mantenere invariato l'attuale metodo di calcolo, adattandolo eventualmente ai diversi perimetri di aggregazione delle aree di prezzo di sbilanciamento, nell'ottica di superamento delle attuali macro-zone statiche.

IL SINGLE PRICING PONE DELLE CONDIZIONE VANTAGGIOSE PER LE UNITA' ABILITATE

La metodologia ACER, in linea con l'articolo 52 del Regolamento *Balancing*, stabilisce che ciascun TSO è tenuto a calcolare, per ciascuna area di prezzo di sbilanciamento e per ciascun periodo di *settlement*, il prezzo di sbilanciamento. Come regola generale, la metodologia indicata dall'Unione Europea è quella del meccanismo del *single pricing* calcolato come la media pesata o come il marginale dei prezzi dei prodotti di bilanciamento attivati, più eventuali componenti incentivanti o di valorizzazione della scarsità.

La metodologia ACER prevede che il meccanismo del *dual pricing* possa essere applicato in situazioni particolari, a patto che questo venga esteso a tutta l'area di prezzo di sbilanciamento e

indiscriminatamente a tutte le unità di produzione e consumo senza distinzione tra quelle abilitate e non abilitate. Viene richiesto quindi al TSO di presentare all'Autorità una specifica valutazione degli impatti negativi in caso di mancata applicazione del *dual pricing*, in termini di sicurezza del sistema, per valutare eventuali necessità di mantenerne l'applicazione.

L'attuale disciplina prevede tre regimi di prezzo di sbilanciamento differenziati per le varie unità di produzione e consumo.

- Nel caso delle unità abilitate vige il sistema del *dual pricing* a prezzo marginale, che applica un prezzo asimmetrico a seconda del caso che l'unità stia attenuando o aggravando lo sbilanciamento macrozonale. Alle unità abilitate in nessun caso conviene sbilanciare in quanto, anche nel caso in cui il loro segno di sbilanciamento fosse favorevole al segno della zona di prezzo, riceverebbero il prezzo registrato su MGP e quindi pari a quello che avrebbero ricevuto se non avessero sbilanciato, non ottenendo di fatto nessuna marginalità.
- Nel caso delle unità di consumo e delle unità non abilitate, il sistema applicato è quello del *single pricing* a prezzo medio. Gli oneri di sbilanciamento applicati saranno simmetrici, con la possibilità di ottenere un premio qualora il segno di sbilanciamento delle unità di produzione o consumo non vada ad aggravare la zona di prezzo in cui si è registrato lo sbilanciamento.
- Nel caso delle unità rinnovabili, è applicato un sistema di prezzo ibrido che prevede la possibilità di scelta tra un meccanismo perequativo (in cui fino a una certa soglia di prezzo, il costo di sbilanciamento è distribuito tra tutte le risorse rinnovabili di quell'area, oltre trova applicazione il sistema del *single pricing*) e il meccanismo di *single pricing* puro così come applicato alle unità abilitate.

L' attuale disciplina dei prezzi di sbilanciamento, differenziati per le varie unità, risulta incompatibile con il quadro regolatorio europeo, più orientato verso l'applicazione generalizzata del *single pricing*. Oltre a ciò, la metodologia ACER non prevede di

⁵ L'attuale metodologia di calcolo del segno, già sottoposta a revisione dall'Arera, nasce proprio per superare le distorsioni introdotte dal computo di volumi attivati dal TSO per motivi diversi dal bilanciamento.

considerare il prezzo MGP all'interno della formula di determinazione del prezzo, considerando solamente i prezzi di sbilanciamento o il valore delle attivazioni evitate.

L'Autorità propone di estendere il regime del *single pricing* a prezzo medio ponderato, attualmente applicato alle unità non abilitate, a tutti gli sbilanciamenti di tutte le unità in una determinata area di prezzo. Viene inoltre specificato come il prezzo di sbilanciamento sarà calcolato considerando i prezzi medi, ponderati per le rispettive quantità, di tutti i servizi di bilanciamento scambiati non solo MB ma anche sulle piattaforme di scambio europee (TERRE, MARI, PICASSO) includendo anche i valori delle attivazioni di riserva secondaria, oggi esclusi dal calcolo.

Per quanto riguarda l'altro elemento di incompatibilità, l'Autorità escluderà dalla formula del calcolo del prezzo di sbilanciamento l'esplicito confronto con il prezzo MGP. Tuttavia, si propone comunque di considerare una componente incentivante, parametrizzata al prezzo dell'energia in esito al Mercato del Giorno Prima, che non crei possibilità di segnali di prezzo distorti tra il MGP e lo sbilanciamento. L'Autorità vuole, infatti, evitare potenziali arbitraggi distorsivi indotti da prezzi di sbilanciamento inferiori a quelli registrati nei mercati dell'energia.

Tale regola di *settlement*, già nel breve termine⁶, potrebbe avere un effetto migliorativo per le unità abilitate. L'applicazione di un *single pricing* a prezzi medi consentirebbe, a questi tipi di impianti, di beneficiare di oneri di sbilanciamento più bassi rispetto a quelli che vengono applicati con un meccanismo di *dual pricing* a prezzi marginali, in caso di sbilanciamenti aggravanti rispetto alla macrozona. Inoltre, nel caso di segno di sbilanciamento non aggravante rispetto a quella della zona di prezzo⁷, le unità abilitate potrebbero ottenere un potenziale margine, così come avviene oggi per le unità non abilitate.

Al fine di evitare che l'estensione del meccanismo di valorizzazione a *single pricing* alle risorse

abilitate possa incentivare gli operatori a condurre strategie di arbitraggio tra i prezzi dell'energia zonali e i prezzi di sbilanciamento⁸, l'Autorità ha stabilito di estendere l'applicazione del principio di non arbitraggio, fino a ora applicato solo alle unità non abilitate ed alle rinnovabili, anche alle unità abilitate.

Occorre inoltre considerare come le unità abilitate, che quindi già partecipano a MSD, in alcuni casi potrebbero trarre un maggior profitto non rispettando l'ordine di dispacciamento, incorrendo così in sbilanciamento.

L'Autorità ha quindi ritenuto opportuno ridefinire il corrispettivo di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento in base al principio della restituzione dell'eventuale margine (se positivo) dato dalla differenza tra il prezzo di sbilanciamento e il prezzo che sarebbe stato riconosciuto all'operatore se avesse rispettato l'ordine di dispacciamento.

Il corrispettivo di mancato rispetto dell'ordine di dispacciamento sarà applicato anche nel caso in cui l'operatore non rispetti l'intervallo di fattibilità che può essere definito da Terna ai fini del coordinamento tra il mercato per il servizio di dispacciamento e il mercato *intraday* a negoziazione continua.

L'Autorità, se da un lato conferisce alle unità abilitate lo stesso schema di *single pricing* oggi destinato alle unità non abilitate, dall'altro vuole disincentivare gli operatori dal non rispettare gli ordini di dispacciamento del TSO, riducendo quindi le possibilità di premialità sugli sbilanciamenti non aggravanti per la zona.

VALORE DELLE ATTIVAZIONI EVITATE

Il Regolamento *Balancing* richiede infine che ciascun TSO, per ogni area di prezzo di sbilanciamento e per ciascun periodo di settlement, calcoli il valore delle attivazioni di bilanciamento evitate, al fine di valorizzare lo sbilanciamento nei casi in cui non risulti nessuna attivazione di prodotti di bilanciamento sul mercato.

⁶ Il meccanismo del *single pricing* a prezzi medi per tutte le unità è previsto entri in vigore già dal 15 gennaio 2022.

⁷ In questo caso, infatti, per le unità abilitate, lo sbilanciamento non sarà più valorizzato al prezzo registrato su MGP ma al prezzo dell'energia di bilanciamento.

⁸ La configurazione dinamica delle zone di sbilanciamento prevede la possibilità che una zona di sbilanciamento possa essere maggiore della dimensione delle zone di mercato con conseguente impatto sui prezzi.

Nella disciplina attuale non è previsto un calcolo esplicito del valore delle attivazioni evitate, che viene implicitamente fissato al prezzo MGP dalla formula attualmente utilizzata.

Con l'eliminazione del prezzo MGP dalla formula di prezzo di sbilanciamento, diventa quindi necessario fornire invece una valorizzazione esplicita. Per questa ragione l'Autorità ritiene opportuno fissare il valore delle attivazioni evitate pari al minor prezzo tra le offerte per "altri servizi" in vendita disponibili per il mercato di bilanciamento oppure pari al Costo Opportunità definito da Terna per il *settlement* della piattaforma europea di *Imbalance Netting*.

I PROSSIMI PASSI

Il quadro di riforma degli sbilanciamenti permette quindi di adeguare la disciplina nazionale al sistema di regole previsto dall'Unione europea. Rispettando le tempistiche delineate nel Regolamento *Balancing*, l'Autorità ritiene necessario applicare gli interventi descritti a partire dal 15 gennaio 2022, a eccezione della modifica del periodo di *settlement* a 15 minuti e del nuovo principio di aggregazione dinamica per la definizione delle aree di prezzo di sbilanciamento.

Già dai premi mesi del 2022, potrebbero quindi essere implementate:

- la valorizzazione del prezzo degli sbilanciamenti, per tutte le unità abilitate, a *single pricing* a prezzo medio ponderato
- l'estensione del principio di non arbitraggio, fino a ora applicato solo alle unità non abilitate, anche alle unità abilitate
- la ridefinizione del valore delle attivazioni evitate.

Aste rinnovabili: indicazioni da Polonia e Danimarca

Continuiamo a monitorare le aste FER nei paesi europei per trarre indicazioni sull'andamento del mercato delle rinnovabili. Nuova spinta al solare dalle aste polacche, mentre la Danimarca si conferma leader nelle soluzioni offshore.

2.5 GW DI CAPACITÀ ADDIZIONALE DOPO LE ULTIME ASTE RINNOVABILI IN POLONIA

A fine giugno sono stati annunciati gli esiti dei bandi rinnovabili programmati in Polonia per il 2021. Delle 8 sessioni svoltesi nei mesi di maggio e di giugno, solo 3 si sono concluse con successo, mentre la scarsa partecipazione nelle categorie delle tecnologie diverse da solare ed eolico ha determinato l'esito negativo delle restanti.

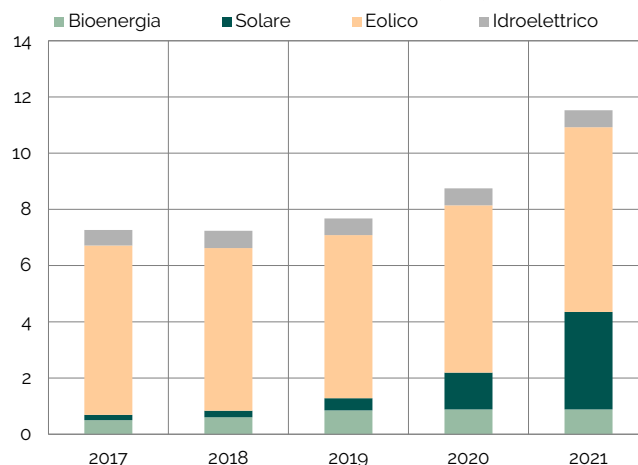
Per la prima volta il solare registra il maggior interesse con circa 2.2 GW di nuova capacità complessiva fra impianti piccoli (<1 MW) e *utility scale* (>1 MW), mentre la quota dei nuovi progetti eolici rimane marginale con soli 0.3 GW. I prezzi di riferimento per i progetti solari si attestano intorno ai 75 €/MWh e ai 70 €/MWh per gli impianti di piccola e grande taglia, rispettivamente, mentre risulta inferiore il livello di remunerazione delle nuove turbine eoliche con circa 55 €/MWh¹.

Il ridotto interesse per la tecnologia del vento è ancora una volta attribuibile prevalentemente alle barriere di carattere autorizzativo: la regola "10h" che impone una distanza minima fra le turbine eoliche e gli edifici almeno 10 volte l'altezza della turbina ha infatti avuto un impatto negativo sulla diffusione dell'energia eolica in Polonia, ma le revisioni regolatorie in corso dovrebbero eliminare parzialmente gli ostacoli introdotti dalla regola.

Il meccanismo ad asta è il principale *driver* dello sviluppo delle fonti rinnovabili in Polonia dal 2016, definito in sostituzione al precedente schema dei Certificati Verdi, e i bandi prevedono aste al ribasso che garantiscono alla capacità accettata una remunerazione fissa per 15 anni.

Attualmente, il parco rinnovabili polacco ammonta a un totale di circa 11 GW (**Figura 1**), di cui il 57% è rappresentato dalla tecnologia eolica, il solare detiene circa il 30%, le bioenergie e l'idro 8% e 5% rispettivamente. Noto la crescita del parco solare negli ultimi 3 anni, supportata dagli incentivi, che dai poco più di 0.4 GW nel 2019, oggi registra quasi 3.5 GW di capacità installata, e dai risultati delle ultime aste sembra destinata ad aumentare notevolmente ancora nei prossimi anni. La Polonia si pone obiettivi ambiziosi in termini di decarbonizzazione per i prossimi 20 anni: la capacità produttiva complessiva di solare dovrà raggiungere i 10-16 GW nel 2040, 7-10 GW per l'eolico *onshore* e gli ambiziosi 8-11 GW per l'eolico *offshore*, che avrà un ruolo chiave nella transizione polacca. A inizio febbraio 2021 è infatti entrata in vigore la Legge sull'Eolico *Offshore* che prevede un piano ambizioso di sviluppo e potrebbe trasformare il mercato polacco in quello più attrattivo nel Mar Baltico. Il piano nazionale si divide in due fasi:

FIGURA 1. EVOLUZIONE DEL PARCO RINNOVABILI IN POLONIA (GW)



Fonte: elaborazioni REF-E

¹ Stimati con un tasso di cambio medio di 0.22 €/PLN.

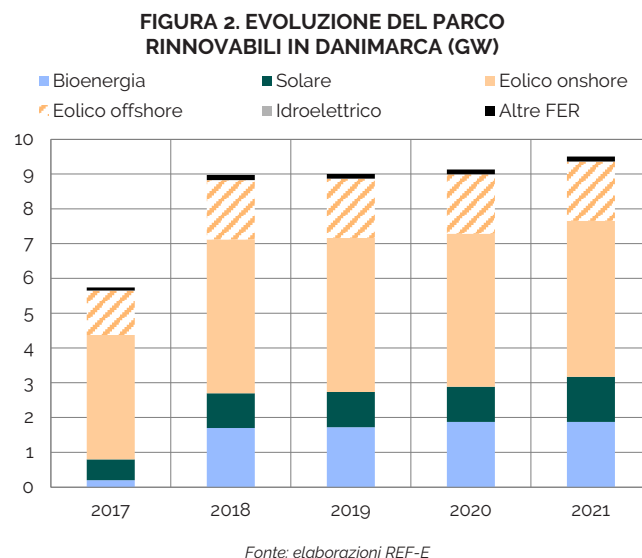
- prima fase: in cui verranno assegnati incentivi per circa 5.9 GW progetti *offshore*
- seconda fase: in cui gli incentivi per ulteriori 5 GW verranno aggiudicati tramite una asta competitiva.

I primi parchi supportati dalla legge sono attesi operativi nel 2025.

DANIMARCA LEADER EUROPEO NELLE SOLUZIONI ENERGETICHE OFFSHORE

Più di 50% del *mix* danese è rappresentato dalla fonte eolica (**Figura 2**). Con la messa in funzione del progetto Kriegers Flak nel Mar Baltico di questa estate (+0.6 GW), la capacità complessiva delle turbine eoliche dovrà avvicinarsi ai 7 GW. Recentemente sono state definite le condizioni e le scadenze per gareggiare nella fase finale del progetto *offshore* più grande mai fatto in Danimarca, il parco eolico Thor. Il mega impianto dovrà avere una capacità complessiva di circa 1 GW ed è situato nel Mare del Nord, la connessione alla rete è prevista per la fine del 2027.

Spicca fra le varie iniziative pianificate dalla Danimarca la realizzazione della prima isola energetica nel Mar del Nord. Un *hub* energetico



per centinaia di turbine eoliche che dovranno garantire una capacità produttiva di circa 10 GW, una volta e mezza il consumo danese attuale. Il progetto verrà realizzato in più passaggi, la prima fase con circa 3 GW di potenza eolica è prevista operativa per il 2033. Il centro di trasmissione è previsto multi tecnologico: l'obiettivo è non solo assicurare energia verde, ma anche la produzione di idrogeno, mentre delle batterie dovranno garantire l'ottimizzazione dell'eccesso di produzione eolica.

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 a low sun, casting long shadows and highlighting the texture of the trees.

03

MERCATO

GAS NATURALE

OLT: aperta la consultazione per la *virtual liquefaction*

Contestualmente all'avvio del servizio small scale, potrebbe essere messo a disposizione presso OLT anche un servizio di liquefazione virtuale: anche chi non ha disponibilità di GNL, ma solo di gas naturale, potrà accedere al mercato small scale.

LIQUEFAZIONE VIRTUALE: COS'È E COME FUNZIONA

Lo scorso 7 luglio la società OLT Offshore LNG Toscana ha avviato la [consultazione](#) per la modifica del Codice di Rigassificazione che introduce un nuovo servizio di flessibilità, la *Virtual Liquefaction*. La proposta del servizio di *Virtual Liquefaction* si aggiunge ad un'altra importante tappa che ha caratterizzato il terminale galleggiante di OLT nel 2020, identificandosi come il primo impianto di rigassificazione italiano ad aver ricevuto l'autorizzazione per il servizio di caricamento del GNL su navi *small-scale* (con capacità inferiore ai 30.000 mc). Sulla base delle ultime informazioni disponibili, le aste per il conferimento degli *slot* disponibili avranno luogo nell'ultimo trimestre del 2021, mentre l'inizio delle operazioni è previsto da gennaio 2022.

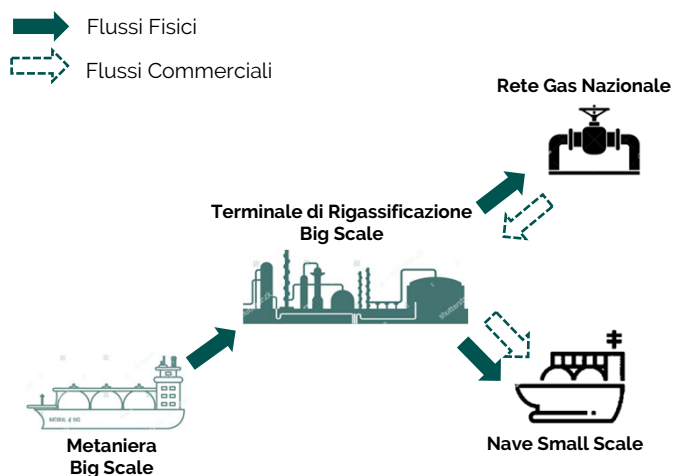
L'introduzione della *Virtual Liquefaction* favorirebbe ulteriormente lo sviluppo dei nuovi servizi di *small-scale*.

Una volta giunto presso il terminale di rigassificazione tramite il trasporto su navi metaniere di larga scala, il GNL viene depositato negli stoccaggi della *facility*. Successivamente il GNL può essere rigassificato per poi essere inviato alla rete di distribuzione nazionale oppure destinato ad altri servizi che appartengono alla filiera del GNL. Nel caso di OLT, trattandosi di un terminale *floating*, il GNL potrà essere caricato su navi *small-scale* ed essere trasportato presso altri depositi. Altri servizi, per i terminali che ne siano abilitati, possono consistere nel *truck-loading*, cioè il carico del GNL su camion, oppure il *transshipment*, che consiste nel trasferimento del GNL da una nave metaniera a un'altra.

La *Virtual Liquefaction* consiste in un servizio di *swap* tra gas in rete e GNL: l'utente che desidera dotarsi di GNL ha la possibilità di consegnare all'impresa di rigassificazione gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV) e ricevere un volume equivalente di GNL negli stoccaggi del terminale. Questo *swap* avviene soltanto da un punto di vista commerciale e non fisico (si parla appunto di liquefazione virtuale). Da un punto di vista fisico, è il terminale di rigassificazione che immette in rete meno gas di quello nominato dagli operatori del servizio di rigassificazione, senza interferire con le attività degli utenti *big-scale*. Il servizio di liquefazione virtuale rimane comunque condizionato dalla presenza di sufficiente *send-out* di gas in rete da parte del terminale, ovvero dalla quantità a disposizione dei volumi che possono essere immessi nella rete di gasdotti nazionale.

Da un punto di vista operativo, nella proposta di OLT, gli utenti *small-scale* che desiderano accedere al servizio di liquefazione virtuale dovranno inoltrare apposita richiesta indicando il numero di *slot* di *ship loading* di cui si sono resi aggiudicatari e che desiderano destinare a questo servizio flessibile. Gli operatori del terminale, dopo avere verificato che gli eventuali utenti siano in possesso delle necessarie garanzie finanziarie, provvedono ad emettere e emetteranno una o più transazioni di vendita di gas naturale al PSV in nome e per conto dell'utente *small-scale* per un quantitativo di GNL corrispondente alla richiesta di caricamento. Qualora il GNL richiesto ecceda il volume caricabile sulla nave *small-scale* (per motivi riconducibili all'utente stesso), OLT procederà alla rigassificazione del suddetto quantitativo di GNL per poi rivenderlo al PSV all'utente. Nel caso di utenti *small-scale*, la proprietà del GNL viene

FIGURA 1. LA LIQUEFAZIONE VIRTUALE



Fonte: elaborazioni REF-E

trasferita solo al momento del caricamento del GNL sulla nave. Il servizio sarà accessibile anche a soggetti che non si qualificano come utenti *small scale* e che potranno avere il GNL consegnato nel terminale. Il GNL non può tuttavia essere stoccato quindi dovrà comunque essere destinato al mercato *small scale* o in alternativa rigassificato.

Il servizio di liquefazione virtuale sarà accessibile dietro pagamento di un corrispettivo che verrà pubblicato sul sito web del terminale una volta approvata la modifica del codice di rigassificazione da parte dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

GLI ALTRI SERVIZI DI FLESSIBILITÀ OFFERTI DA OLT

Le imprese di rigassificazione possono offrire servizi di flessibilità come previsto dall'articolo 12 del [Testo Integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di Rigassificazione del Gas naturale liquefatto](#) (TIRG). Questi servizi aggiuntivi permettono agli utenti di modificare su richiesta il proprio programma di rigassificazione con tempistiche che siano compatibili con le negoziazioni nell'ambito dei mercati del gas e mantenere il GNL precedentemente consegnato negli stoccaggi del terminale.

Con la [Delibera 190/2021/R/gas](#) l'ARERA ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di Rigassificazione che includeva l'introduzione del servizio di *small scale* e dei relativi servizi di

flessibilità per la riconsegna del GNL di cui all'art. 12 del TIRG. I servizi di flessibilità per la riconsegna del GNL offerti dal terminale di OLT per l'anno termico 2021/2022 consistono in:

- servizio di nomina e rinomina giornaliera, ovvero la possibilità per l'utente di modificare il profilo di riconsegna del gas fornito di default dal terminale (volto a garantire sia l'ottemperanza di tutti i vincoli contrattuali posti in capo all'utente sia un flusso di riconsegna il più regolare possibile)
- servizio di stoccaggio prolungato, che consente agli utenti della rigassificazione, ovvero agli utenti *small-scale*, di richiedere il mantenimento di GNL in stoccaggio presso il terminale per un periodo maggiore rispetto a quello previsto dall'ordinario servizio di rigassificazione.

RIMANE ALTA LA COMPETIZIONE CON L'EUROPA

La competizione tra le infrastrutture del GNL a livello europeo è in costante aumento ed evoluzione. I terminali di rigassificazione in Belgio, Spagna e Portogallo, ad esempio, hanno già all'attivo il servizio di liquefazione virtuale.

A ottobre 2020, il terminale belga di Zeebrugge ha avviato una consultazione di mercato per l'avvio del nuovo servizio di liquefazione virtuale, reso poi disponibile a partire da gennaio 2021.

Il servizio viene attualmente offerto a una tariffa di 0.11 €/MWh.

Con questo servizio la società Fluxys LNG mira a supportare ulteriormente lo sviluppo del mercato del GNL su piccola scala nell'Europa nord-occidentale, consentendo agli utenti di aumentare ulteriormente il grado di utilizzo del terminale. Inoltre, il 1° luglio 2021 è stata aperta un'ulteriore consultazione di mercato (in chiusura il 30 luglio e da approvare entro fine agosto dall'autorità belga) per il servizio di liquefazione del bio-GNL (a cui si potrebbe accedere tramite un meccanismo ad asta) al fine di promuovere un futuro *carbon neutral*.

La Spagna è il paese europeo con il maggior numero di terminali di liquefazione del GNL e tutti offrono il servizio di *Virtual Liquefaction*, servizio operativo da ottobre 2020 a una tariffa di 0.012 €/KWh/giorno/anno.

Sulla base delle informazioni disponibili, il terminale che offre da maggior tempo questo servizio di flessibilità è invece quello di Sines, in Portogallo, introdotto a partire dal 2017.

La crescente gamma di servizi aggiuntivi disponibili presso i terminali europei uniti a una forte riduzione delle tariffe ([Newsletter 251](#)) ha determinato l'aumento del *gap* infrastrutturale con l'Italia, caratterizzata dalla presenza di meno

infrastrutture per l'approvvigionamento del GNL e, di conseguenza, di una ancora limitata offerta di servizi rispetto agli altri mercati in Europa. La massimizzazione della flessibilità dei servizi offerti si configura quindi fondamentale al fine di recuperare il divario con gli altri paesi europei.



04

AGGIORNAMENTI TARIFFARI

Aggiornamenti tariffari

A luglio nuovo intervento della fiscalità generale a contenimento dell'aumento dei costi dell'energia elettrica per le famiglie e le piccole imprese. Pubblicato finalmente lo spaccato della componente REt per i rimborsi alle centrali elettriche, perché gli interventi specifici per il rincaro della materia energia sono stati solo introdotti a partire da luglio.

LE TARIFFE PER I CONSUMI ELETTRICI

LA SPESA PER LA FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA

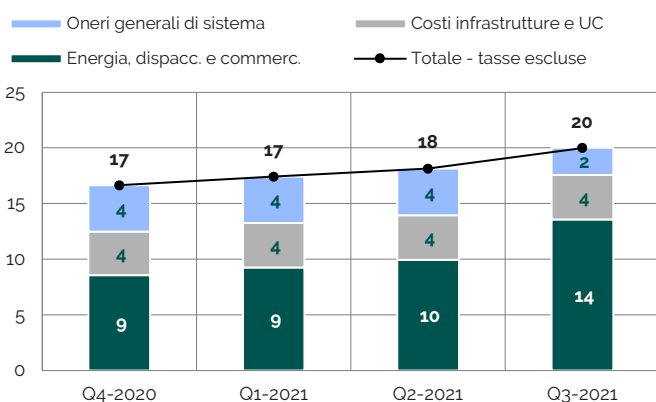
L'aggiornamento tariffario per il terzo trimestre 2021 riporta un aumento del 10% della spesa per i consumi elettrici della famiglia tipo in Maggior Tutela (3 kW di potenza installata e consumi annui pari a 2700 kWh), rispetto al trimestre precedente. Nella bolletta per il terzo trimestre, la spesa per l'energia, il dispacciamento e la commercializzazione rappresenta il 68% del totale (tasse escluse), circa 13 punti percentuali in più rispetto al trimestre precedente. In calo invece il peso della spesa a copertura degli oneri generali di sistema e quello per l'utilizzo delle infrastrutture e per la gestione del contatore (-11 e -2 punti percentuali, rispetto al secondo trimestre) (Figure 1 e 2).

La salita dei prezzi delle *commodities* e della CO2 ha accelerato nel corso del secondo trimestre del

2021, con i prezzi medi di scambio del gas sul TTF e sul PSV e dei certificati per la CO2 sul mercato ETS in aumento di oltre il 30% rispetto al primo trimestre dell'anno. Questi incrementi si sono riflessi sul prezzo elettrico, portando il valore medio del PUN di giugno a 84.80 €/MWh, oltre 20 €/MWh sopra ai livelli di gennaio 2021. L'Autorità ha dovuto tener conto di queste dinamiche, fissando la componente PE¹ per il terzo trimestre 2021 pari a 10.7 €cent/kWh, oltre il 60% al di sopra del valore del secondo trimestre 2021 (6.6 €cent/kWh). Ciò si è tradotto in un incremento trimestrale di oltre il 35% della spesa per i costi di energia, dispacciamento e commercializzazione della famiglia tipo in Maggior Tutela, nonostante la contrazione delle componenti a copertura dei costi di dispacciamento (PD: -0.28 €cent/kWh; DISPbt: -0.20 €cent/kWh²).

Il solo aggiustamento dei corrispettivi tariffari per l'energia e il dispacciamento avrebbe comportato un incremento del 20% della spesa della

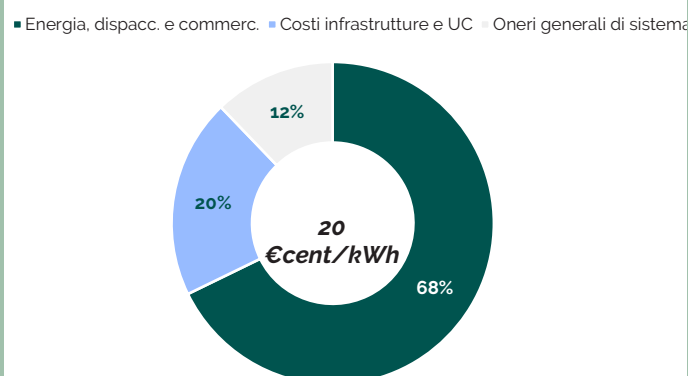
FIGURA 1. COMPOSIZIONE BOLLETTA ELETTRICA PER FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA (€cent/kWh)



Consumi: 2,700 kWh/a; Potenza impegnata: 3 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

FIGURA 2. COMPOSIZIONE BOLLETTA ELETTRICA PER FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA - Q3 2021 (%)



Consumi: 2,700 kWh/a; Potenza impegnata: 3 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

¹ La componente PE ("Prezzo Energia") è a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica ceduta ai clienti finali (e delle annesse perdite di rete).

² Differenza in valore nominale per la bolletta della famiglia tipo tra il terzo e il secondo trimestre 2021.

famiglia tipo per la bolletta elettrica. Il Governo è quindi intervenuto per limitare l'aumento ai soli consumi elettrici, andando a rivedere al ribasso le componenti a copertura degli oneri generali di sistema. Nello specifico, con il [Decreto-legge Lavoro e Imprese del 30 giugno 2021](#), poi confluito nel [Decreto Sostegni Bis](#), il Governo ha deciso lo stanziamento di 1.2 miliardi di euro per la copertura della componente Asos³, utilizzando parte dei proventi delle aste ETS, e l'annullamento transitorio dei trasferimenti a favore del fondo per la promozione dell'efficienza energetica nel settore elettrico, generalmente coperti dalla componente Arim⁴. In questo modo, la spesa in bolletta della famiglia tipo per la copertura degli oneri generali di sistema si è ridotta di 1.7 €cent/kWh rispetto al trimestre precedente (-41%), contenendo l'aumento trimestrale complessivo della bolletta al 10%.

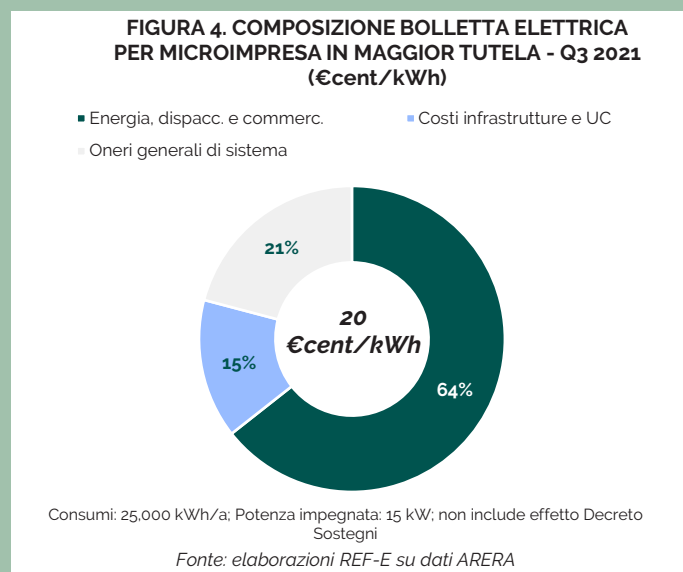
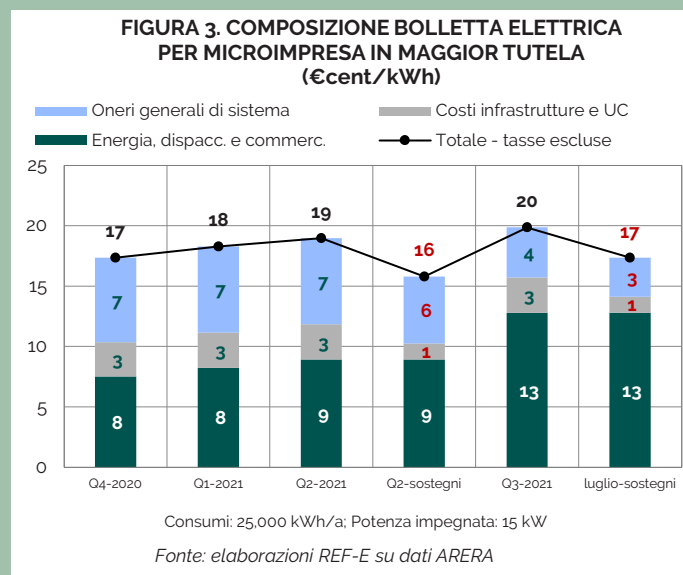
L'impegno europeo nella riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, con il conseguente sostegno a una progressiva salita del prezzo della CO₂, in combinazione con la generalizzata tendenza al rialzo dei prezzi delle materie prime, potrebbero portare l'Autorità, e il Governo, a consolidare l'utilizzo dei proventi ETS per alleggerire l'onere della transizione per gli utenti finali.

L'intervento pubblico per limitare i rincari energetici non è un'evoluzione soltanto italiana. Nel corso del mese di giugno, il governo spagnolo è infatti intervenuto, rimuovendo, per tre mesi, la tassa del 7% pagata dai produttori di energia elettrica sulla generazione e prevedendo la riduzione dell'IVA sui consumi elettrici dal 21% al 10% per tutti gli utenti con potenza contrattuale non superiore a 10 kW. Il provvedimento prevede che i tagli di cui sopra si applichino fino alla fine del 2021, se il prezzo spot per l'energia elettrica rimarrà sopra ai 45 €/MWh.

LE MICROIMPRESE IN MAGGIOR TUTELA

Nel terzo trimestre, la spesa per i consumi elettrici di una microimpresa tipo in Maggior Tutela (potenza contrattualizzata pari a 15 kW e consumi annui pari a 25,000 kWh) aumenta del 5% rispetto al trimestre precedente. Come per la spesa dei domestici, l'incremento è guidato dal

rialzo dei costi per l'energia, il dispacciamento e la commercializzazione (+3.9 €cent/kWh). In calo invece la spesa a copertura degli oneri generali di sistema (-3.0 €cent/kWh) grazie al taglio concesso dal governo con il Decreto-Legge Lavoro e Imprese (Figure 3 e 4).



Con la [Delibera 279/2021/R/eel](#), l'ARERA prolunga al 31 luglio gli sconti previsti dal [Decreto Sostegni](#) per le utenze non domestiche in bassa tensione, precedentemente validi dal primo aprile al 30 giugno 2021. Tali sconti consistono in una riduzione delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema e dei costi di distribuzione e misura. Nel secondo trimestre i tagli del Decreto Sostegni si sono tradotti in una riduzione del 17% della

³ La componente Asos è volta alla copertura degli oneri per il sostegno dell'energia rinnovabile e della cogenerazione CIP 6/92.

⁴ La componente Arim copre gli oneri generali di sistema non coperti dalla componente Asos.

spesa (pre-tasse) per i consumi elettrici di una microimpresa tipo in Maggior Tutela rispetto alla bolletta risultante dall'applicazione dei corrispettivi definiti dall'Autorità per il trimestre. Per il mese di luglio, lo sconto dovrebbe invece permettere alla microimpresa tipo di risparmiare circa 2.5 €/cent/kWh (il 13% della bolletta ottenuta applicando i corrispettivi del terzo trimestre).

PICCOLE IMPRESE E MICROIMPRESE NEL SERVIZIO DI TUTELE GRADUALI

A partire dal 1° luglio 2021 le piccole imprese e le microimprese con potenza contrattualizzata superiore a 15 kW, beneficiarie del servizio di Tutele Graduali, verranno servite dai venditori selezionati tramite le procedure concorsuali su base zonale svoltesi durante il mese di maggio, e non più dell'esercente la Maggior Tutela ([Newsletter 248-249](#)). Il corrispettivo a copertura dei costi per l'approvvigionamento dell'energia (comprensivo dei costi per le perdite di rete), PEap, continuerà a essere basato sul valore consuntivo medio mensile del PUN, pubblicato ex-post dall'Autorità (**Figura 6**). La spesa complessiva dei clienti finali per la materia energia (approvvigionamento, sbilanciamento, commercializzazione e dispacciamento) dipenderà invece anche dai parametri definiti dai venditori selezionati per l'erogazione del Servizio di Tutele Graduali. La struttura dei costi per le infrastrutture, per la gestione del contatore e per gli oneri generali di sistema rimarrà invece invariata e in linea con quella imposta nel mercato libero.

Come per le microimprese con potenza contrattuale non superiore a 15 kW⁵, anche le piccole imprese e le microimprese in bassa tensione con potenza contrattualizzata superiore a 15 kW potranno beneficiare dell'estensione al mese di luglio degli sconti sui costi di distribuzione e misura e a copertura degli oneri generali di sistema introdotti dal Decreto Sostegni. Le utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16.5 kW potranno vedersi riconosciuto, anche nel mese di luglio, un rimborso aggiuntivo se la potenza massima prelevata nel mese non supera i 2.0 kW, sempre nell'ambito degli aiuti messi a disposizione dal Decreto Sostegni. Questi tagli contribuiranno a

⁵ Le microimprese con potenza contrattuale non superiore a 15 kW potranno beneficiare del servizio di Maggior Tutela fino alla fine del 2022.

FIGURA 5. COMPOSIZIONE BOLLETTA ELETTRICA PER MICROIMPRESA IN TUTELE GRADUALI (€/cent/kWh)

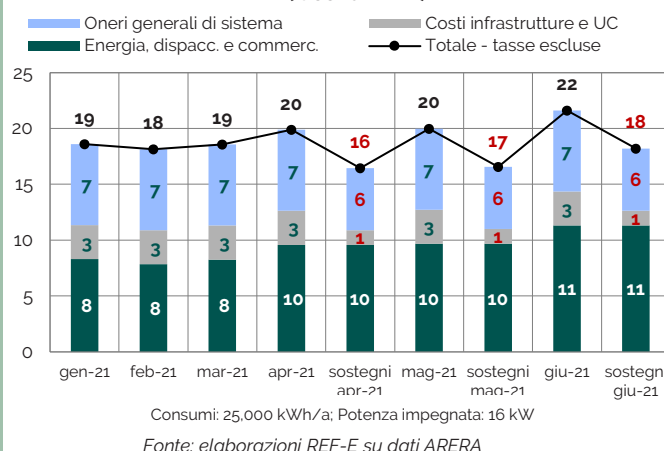
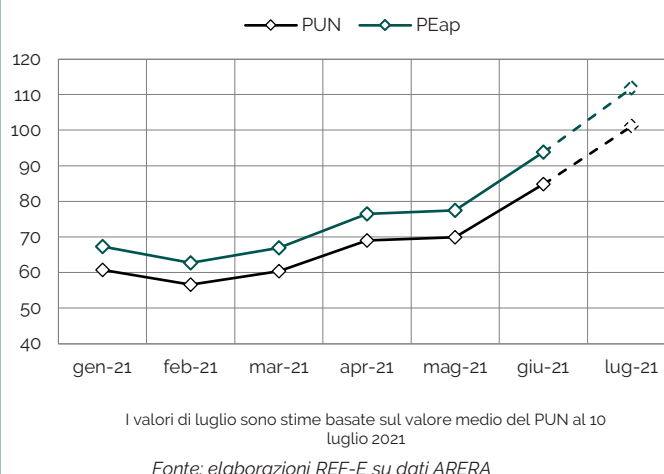


FIGURA 6. EVOLUZIONE DEL PUN E DELLA COMPONENTE PEap PER IL SERVIZIO DI TUTELE GRADUALI (€/MWh)



limitare il rincaro dei costi dell'energia sui mercati all'ingrosso, con il valore medio del PUN già al di sopra dei 100 €/MWh nella prima parte di luglio.

LE TARIFFE PER I CONSUMI DI GAS NATURALE

LA SPESA PER LA FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA

Nel terzo trimestre, la spesa, tasse escluse, per i consumi di gas naturale della famiglia tipo (con consumi annui pari a 1400 smc) in Maggior Tutela riporta un aumento del 21% rispetto al trimestre precedente (+10 €/cent/smc). L'incremento è largamente imputabile al rialzo del 44% del corrispettivo Cmem a copertura dei costi di approvvigionamento del gas al PSV (+8.8 €/cent/smc). Anche per la spesa unitaria a copertura degli

oneri generali di sistema si registra un aumento, pari al 22% su base trimestrale (+0.7 €cent/smc), a causa del rialzo del corrispettivo RE a copertura dei costi per il risparmio energetico e per lo sviluppo delle fonti rinnovabili (+0.8 €cent/smc). Rimangono invece stabili i costi di commercializzazione, trasporto e distribuzione (**Figura 7**). La spesa per l'approvvigionamento e la vendita di gas della famiglia tipo peserà il 68% della bolletta del terzo trimestre (+5 punti percentuali rispetto al secondo trimestre). Stabile al 7% la percentuale della spesa totale per la copertura degli oneri generali, in leggero calo, invece, il peso nella bolletta della spesa per i costi di trasporto e distribuzione (-2 e -4 punti percentuali, rispettivamente) (**Figura 8**).

LE ATTESE SULL'EVOLUZIONE DEI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO

Le attuali quotazioni dei *futures* TTF per il quarto trimestre 2021 e per il primo trimestre del 2022 incorporano il rialzo del prezzo di scambio spot degli ultimi mesi, prospettando un aumento della spesa per l'approvvigionamento del gas nel corso dei prossimi trimestri. Sulla base delle quotazioni medie della prima parte di luglio, il corrispettivo volto a coprire i costi per l'acquisto di gas al TTF, Pfor⁶, dovrebbe infatti riportare un aumento superiore al 40% tra il terzo e il quarto trimestre di quest'anno (+11 €cent/smc), per poi mantenersi sui livelli del quarto trimestre 2021 anche nei primi tre mesi del 2022. Le quotazioni TTF per i trimestri successivi sostengono invece un ritorno del Pfor sui livelli del terzo trimestre 2021 a partire da aprile 2022 (**Figura 9**).

L'EVOLUZIONE DEL CORRISPETTIVO RET E DELLE SUE COMPONENTI RETee E REcet

A partire da luglio 2021, gli impianti termoelettrici che ne hanno fatto richiesta al GSE potranno ricevere la restituzione della componente RETee, applicata ai metri cubi di gas prelevati dalla rete per la produzione di energia elettrica e volta alla copertura degli oneri derivanti dal meccanismo dei certificati bianchi (TEE) ([Delibera 96/2020/R/eel](#)). Con la [Delibera 278/2021/R/com](#), l'Autorità ha fissato la componente RETee per il terzo e

FIGURA 7. COMPOSIZIONE BOLLETTA GAS PER LA FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA (€cent/smc)

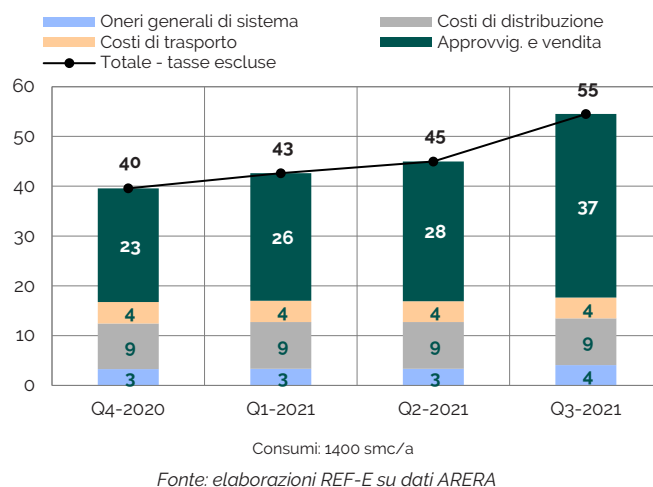


FIGURA 8. COMPOSIZIONE BOLLETTA GAS PER LA FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA (%)

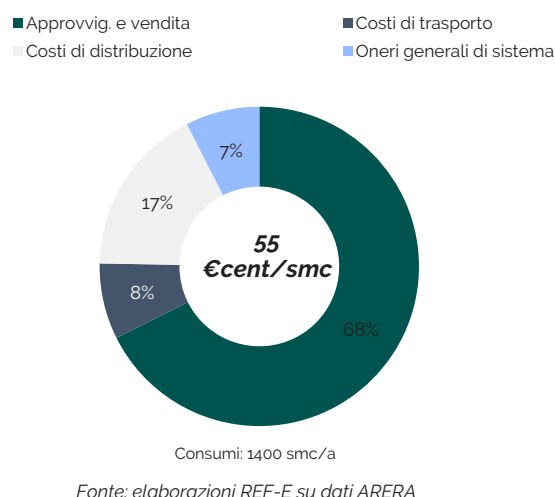
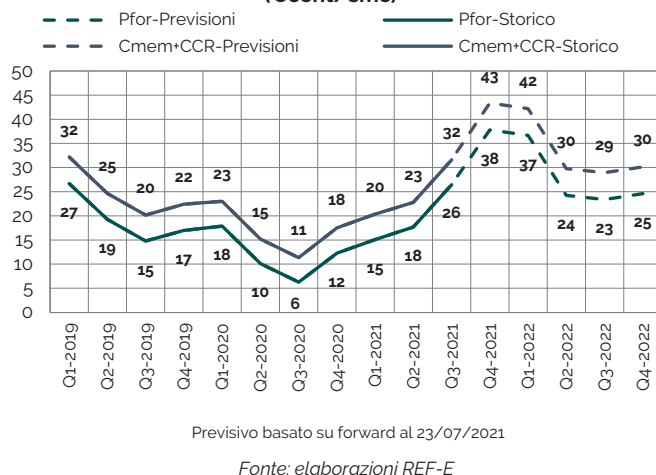
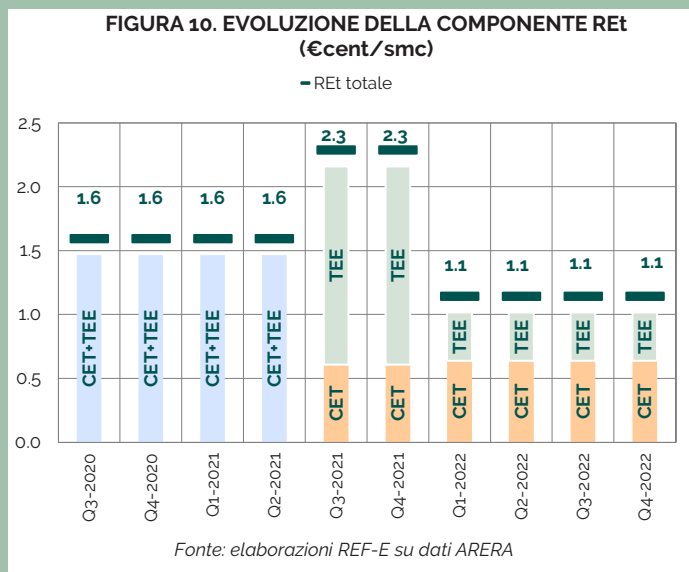


FIGURA 9. GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA (€cent/smc)



⁶ Il Pfor viene definito dall'Autorità sulla base delle quotazioni *forward* medie per il trimestre di validità nel penultimo mese prima dell'inizio del trimestre.

il quarto trimestre di quest'anno al 68% della componente REt, fissata a 2.29 €cent/smc per lo stesso periodo. A partire da gennaio 2022, gli oneri legati al meccanismo dei TEE subiranno un calo guidato dalla riduzione degli obiettivi di risparmio energetico per il periodo 2021-2024, definiti dal [Decreto Ministeriale del 21 maggio 2021](#), rispetto a quelli validi per il periodo precedente ([Newsletter 255](#)). Il taglio si è già tradotto nella riduzione del 50% del valore della componente REt fissata per il primo trimestre 2022 a 1.14 €cent/smc. Dovrebbe seguire anche un calo del peso della componente REtee (**Figura 10**). Il contenimento della componente REt e la possibilità dei termoelettrici di disporre della restituzione della spesa relativa alla componente REtee porterà a una contrazione dei costi di logistica gas per la produzione elettrica nei prossimi trimestri, nonostante il recupero di alcuni corrispettivi variabili che rientrano nei costi di logistica ([Italian Power Market Outlook-July 2017](#)).



05

GARE

GAS

Monitoraggio gare gas

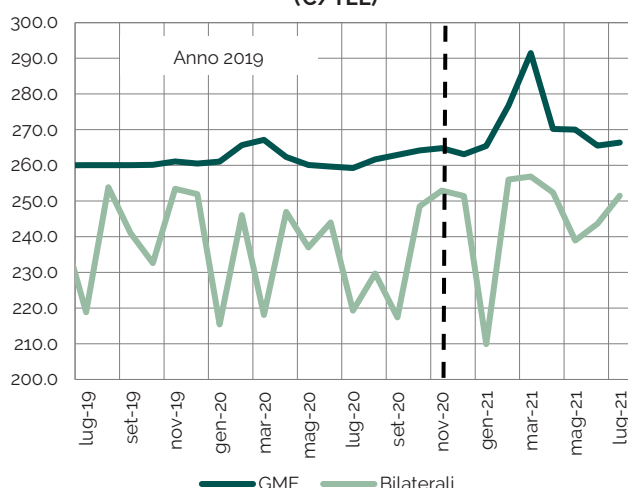
CERTIFICATI BIANCHI

- Nella sessione di luglio, il prezzo medio dei TEE scambiati sulla piattaforma di mercato gestita dal GME risulta in linea con i prezzi del mese di giugno facendo registrare, infatti, solo un +0.3%. Tale variazione percentuale è superiore nel caso dei prezzi delle transazioni bilaterali che a luglio risulta superiore rispetto ai prezzi del mese precedente di circa 3.2%.
- La quantità di TEE scambiati, sia sulla piattaforma del GME che tramite contrattazioni bilaterali,

risulta in aumento rispetto a quella della sessione precedente, registrando rispettivamente +11% e +4%.

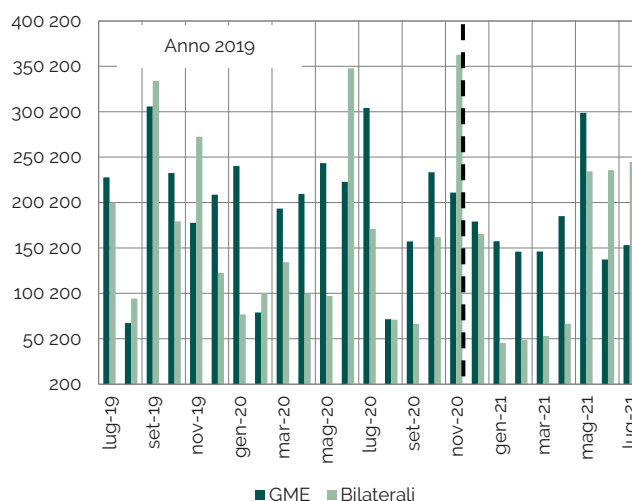
- Tale aumento potrebbe essere giustificato dalla fine dell'anno d'obbligo che era stato prorogato dal nuovo Decreto Ministeriale 21 maggio 2021, fino al 16 luglio 2021.
- Secondo le stime di REF-E il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2020 sarà pari al suo *cap* fissato dall'Autorità a 250 €/TEE a cui andrà sommato il valore del contributo addizionale unitario pari a 4.9 €/TEE.

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



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 2. QUANTITÀ SCAMBIATE (in n. di TEE)



BANDI DI GARA

- L'Autorità, a seguito di un lungo procedimento iniziato nel 2018, in cui ha chiesto modifiche e integrazioni, ha ritenuto idoneo, al fine del riconoscimento tariffario, il valore di *VIR* >10% rispetto al valore *RAB* di 12 comuni dell'ATEM **BRINDISI** ([delibera 261/2021/R/Gas](#)). I comuni oggetto della delibera contano circa 72 mila PDR (il 68% del numero totale dei PDR presenti nell'ATEM **BRINDISI**) per un valore *RAB* complessivo pari a circa 22 milioni di euro. L'unico operatore presente nell'ATEM è 2i Rete Gas che detiene, infatti, una quota di mercato pari al 100%.
- Il comune di Trieste ha revocato il bando di gara, pubblicato lo scorso 18 maggio, per l'affidamento

in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale nell'ATEM **TRIESTE**. Tra le motivazioni che avrebbero indotto il comune a procedere all'annullamento del bando di gara ci sarebbe l'imminente riforma della disciplina in materia di concessioni di distribuzione del gas naturale che, intervenendo anche sui criteri tecnici ed economici di assegnazione, renderebbe il bando obsoleto rendendo così necessario un suo aggiornamento. Secondo quanto riportato nel PNRR, tale riforma dovrebbe attuarsi con la legge annuale della concorrenza prevista entro fine luglio 2021. Tra le altre modifiche volte a favorire il rapido ed efficace svolgimento delle gare da parte degli Ambiti territoriali minimi è previsto anche la valorizzazione degli impianti

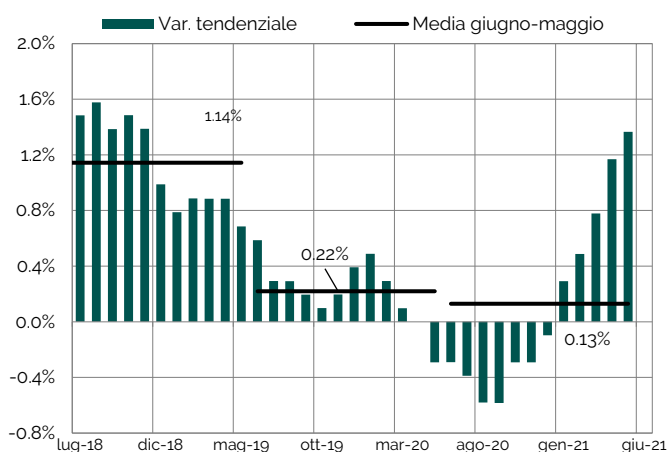
di proprietà comunale a *VIR* piuttosto che a *RAB*. Verrebbero pertanto poste delle condizioni economiche più vantaggiose per i comuni in caso di cessione delle proprie reti. Oltre a questo, nella determina è specificato che a fine giugno è stato presentato un ricorso al TAR da parte di 2i Rete Gas per chiedere l'annullamento del bando di gara a causa della presenza di vizi di illegittimità riscontrati. A valle di tutte queste ragioni, la stazione appaltante **TRIESTE** ha deciso di revocare il bando di gara. Ricordiamo che l'ATEM **TRIESTE** comprende 6 Comuni, circa 120 mila PDR per un valore di *RAB* pari a 115 milioni di euro. il principale incumbent presente nell'ATEM **TRIESTE**, con una quota di mercato del 94%, è Aceagas (appartenente al gruppo Hera).

- L'Autorità di Regolazione ha segnalato di aver ricevuto il 22 luglio 2021, dal comune di CATANZARO, la documentazione relativa al bando di gara per l'ATEM **CROTONE-CATANZARO**. L'ATEM conta circa 98 mila PDR distribuiti in 101 comuni. Gli unici operatori a gestire il servizio di distribuzione sono Italgas e 2i Rete Gas con una quota di mercato rispettivamente pari al 82% e 18%

M&A

- Italgas ha concluso il processo di acquisizione, iniziato lo scorso gennaio, del 100% del capitale sociale di Isgas33, società concessionaria del servizio di Produzione e Distribuzione Gas in alcuni comuni del Bacino 33 Sardegna. L'operazione si è conclusa dopo che è stata completata la conversione della rete di distribuzione nei comuni di Quartu S. Elena, Monserrato, Quartucciu, Settimo S. Pietro e Sinnai da aria propanata a gas naturale. Più in dettaglio, l'operazione di acquisizione, pari a circa 25 milioni di euro, comprende 242 km di rete, circa 700 PDR e un impianto di GNL da 60 metri cubi.
- Secondo *rumors* di mercato, A2A sarebbe intenzionata a mettere in vendita gli *asset* della rete gas negli ATEM dove detiene, attraverso la sua controllata Unareti, quote marginali di mercato. Secondo stime di REF-E, Unareti possiede quote marginali di PDR nelle province di Alessandria, Bergamo, Brescia, Campobasso, Chieti, Cremona, Isernia, Lodi, Pavia, Piacenza, Salerno e Trento. Unareti gestisce complessivamente circa 1.2 milioni di PDR per la maggior parte concentrati (66%) nell'ATEM **Milano 1**.

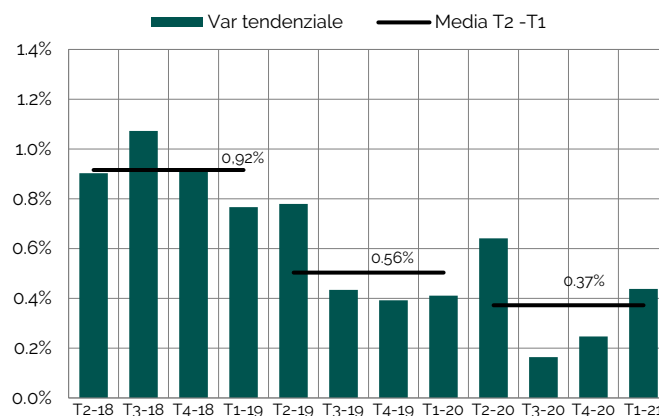
FIGURA 3. FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI* (%)



*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

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	

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	RIMINI	572/2020/R/gas	450/2019/R/gas	30/12/2020	29/12/2021	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	MILANO 3	NO		31/01/2020	30/09/2021	ALTO
4	MONZA E BRIANZA 1	NO		29/12/2015	28/10/2021	MEDIO
5	BERGAMO 2	NO		11/12/2019	29/10/2021	ALTO
6	MILANO 4	NO		30/12/2019	31/10/2021	MEDIO
7	VARESE 2	NO		11/09/2015	30/11/2021	ALTO
8	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2021	MEDIO
9	VICENZA 4	NO		01/04/2019	31/12/2021	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	FORLI-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
8	GENOVA 2	270/2021/R/gas	536/2019/R/gas	22	40%	MEDIO
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
6	TORINO 3	NO		22/12/2015	Sospesa	MEDIO
7	TRIESTE	327/220/R/gas	63/2020/R/gas	18/05/2021	Annullata	BASSO
8	VENEZIA 1	368/2016/R/gas		28/12/2015	Annullata	BASSO

Dati aggiornati al 26/07/2021

A photograph of an offshore wind farm. In the foreground, a large white wind turbine is partially visible, showing its blades and nacelle. In the background, a series of similar wind turbines are spaced out across a calm, dark blue sea under a clear sky. The perspective is from a low angle, looking out towards the horizon.

06

CONCESSIONI

IDROELETTRICHE

Monitoraggio della normativa

Negli ultimi mesi sono state approvate due leggi regionali che disciplinano le procedure e le regole per la predisposizione delle gare di assegnazione delle concessioni per grandi derivazioni idroelettriche che, ricordiamo, sono diventate di competenza regionale con il decreto Semplificazioni (DL n. 135 del 2018). Calabria e Basilicata, infatti, si sono unite alle altre quattro regioni e la provincia autonoma di Trento che già durante il 2020 avevano provveduto all'approvazione delle leggi. Inoltre, si segnala che la giunta regionale del Lazio ha approvato a fine aprile una proposta di legge mentre per il Veneto l'iter si è avviato qualche giorno fa con la presentazione del progetto di legge alla commissione consiliare competente.

Continua però il braccio di ferro tra Stato e Regioni a fine giugno, infatti, il Presidente del Consiglio ha fatto ricorso alla Corte costituzionale contro la legge della Calabria e sono così quattro le leggi regionali in attesa di giudizio. Attualmente l'udienza riguardo al ricorso contro la legge regionale della Lombardia, la prima a essere approvata e la prima ad essere stata impugnata, è previsto per ottobre.

D'altra parte, ci si attende che le norme che hanno avviato la regionalizzazione delle concessioni verranno riviste all'interno del decreto legge Concorrenza che, come previsto dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, dovrà provvedere a "modificare la relativa disciplina al fine di favorire, secondo criteri omogenei, l'assegnazione trasparente e competitiva delle concessioni medesime".

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	
Calabria	Legge approvata	Legge Regionale del 23 aprile 2021 - n.5	0	Legge impugnata dal Presidente del Consiglio (ricorso 30/2021) ⁴
Basilicata	Legge approvata	Legge Regionale del 13 luglio 2021 - n. 51	0	
Abruzzo	Proposta di legge approvata dalla Giunta	DGR 642/C del 27 ottobre 2020	2	
Lazio	Proposta di legge approvata dalla Giunta	Delibera n°233 del 30 aprile 2021	0	
Veneto	Progetto di legge presentato alla Commissione Consiliare il 15/07/2021		2	
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>

⁴ <https://www.governo.it/it/articolo/comunicato-stampa-del-consiglio-dei-ministri-n-24/17193>



A Cerved Company

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, 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