

IL FUTURO DELLE POMPE DI CALORE TRA COMPETITIVITÀ, MERCATO E *POLICY*

Position Paper

Marzo 2026

Position Paper realizzato da TEHA Group e Assoclimate

© 2026 Assoclimate e TEHA Group S.p.A. Tutti i diritti riservati. Nessuna parte del Paper può essere in alcun modo riprodotta senza l'autorizzazione scritta di Assoclimate e TEHA Group S.p.A.

I contenuti del presente Position Paper sono riferibili esclusivamente al lavoro di analisi e di ricerca, rappresentano l'opinione di TEHA Group.

INDICE

EXECUTIVE SUMMARY	1
CAPITOLO 1	
INTRODUZIONE	2
CAPITOLO 2	
IL CONTESTO STRATEGICO DELLE POMPE DI CALORE TRA POLITICHE EUROPEE, TARGET NAZIONALI E MISURE ABILITANTI	4
CAPITOLO 3	
LE DETERMINANTI DEL RAPPORTO PREZZO ELETTRICITÀ/GAS E I RIFLESSI SULLA CONVENIENZA DELLE POMPE DI CALORE	10
CAPITOLO 4	
L'EVOLUZIONE DEL MERCATO ELETTRICO TRA RIFORMA DEL <i>MARKET DESIGN</i>, STRUMENTI DI STABILIZZAZIONE DEI PREZZI E RUOLO DI FLESSIBILITÀ DELLE POMPE DI CALORE	14
CAPITOLO 5	
ANALISI DEL PREZZO FINALE DELL'ELETTRICITÀ E DEL GAS: SCOMPOSIZIONE DELLE COMPONENTI E CONFRONTO TRA LE BOLLETTE	19
CAPITOLO 6	
PROPOSTE OPERATIVE E DI <i>POLICY</i> PER RIDURRE IL DIFFERENZIALE	25
BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO	29

EXECUTIVE SUMMARY

Le pompe di calore rappresentano una tecnologia chiave per la **decarbonizzazione degli edifici**, la **riduzione dei consumi di gas naturale** e il rafforzamento della **sicurezza energetica** nazionale. In questo quadro, il paper evidenzia come il loro potenziale di diffusione in Italia dipenda oggi meno dalla maturità tecnologica e più dalla **convenienza economica d'uso**, ancora penalizzata dall'attuale rapporto tra il prezzo finale dell'elettricità e quello del gas.

Il principale ostacolo è rappresentato dal **Rapporto energia elettrica/gas (Reeg)**, che nel 2025 si è mantenuto su livelli incompatibili con una diffusione ampia delle pompe di calore nel residenziale e industriale. A monte, il problema deriva dalla forte correlazione tra prezzo dell'elettricità e prezzo del gas sul mercato all'ingrosso italiano, dove il prezzo marginale continua a essere spesso determinato dagli impianti a gas. A valle, il prezzo all'utente sconta un'incidenza di **oneri generali di sistema e fiscalità**, prossima al 50%.

Con questo assetto, la leva positiva rappresentata dall'efficienza delle pompe di calore produce un vantaggio economico per le famiglie, sensibilmente inferiore al suo massimo potenziale.

Per colmare questo divario, il *paper* propone un pacchetto integrato di misure **regolatorie e commerciali**. Sul piano regolatorio, si suggerisce di ridurre in modo selettivo gli oneri generali e l'accisa sull'energia elettrica per gli utenti con pompa di calore, di intervenire sulle componenti tariffarie che penalizzano l'aumento di potenza impegnata e di valutare strumenti di compensazione dedicati. Sul piano commerciale, si propone lo sviluppo di offerte **Luce&Gas** dedicate, in grado di garantire un rapporto elettricità/gas stabile e coerente con l'efficienza della tecnologia.

L'adozione delle misure proposte consentirebbe di ridurre il **Reeg complessivo a 2,07**, così da rendere le pompe di calore la migliore opzione sia per la produzione di calore per famiglie ed imprese, che la più coerente con gli obiettivi di **transizione energetica, competitività e indipendenza energetica** del Paese.

CAPITOLO 1

Introduzione

1. Nel percorso verso la **transizione energetica**, il settore degli edifici occupa uno spazio sempre più centrale, sia per il suo peso sui consumi complessivi, sia per il ruolo che può svolgere nel conseguimento degli obiettivi di **decarbonizzazione**, **sicurezza energetica** e **competitività**. In ambito europeo, tale centralità trova conferma anche sul piano emissivo: secondo la **European Environment Agency (EEA)**, nel **2023** gli edifici hanno rappresentato il **33% delle emissioni energetiche** dell'Unione europea, mentre le stime relative al **2024** indicano un'ulteriore lieve riduzione delle emissioni associate all'uso di **combustibili fossili** nel settore.
2. In un **contesto europeo** segnato dalla necessità di ridurre in modo strutturale le dipendenze energetiche dall'estero, la trasformazione dei consumi termici rappresenta una delle direttrici più rilevanti per accompagnare l'evoluzione del sistema energetico.
3. In questa prospettiva, l'**elettrificazione** dei consumi finali assume un valore che va oltre la sola dimensione tecnologica: essa si configura come una leva di sistema, capace di favorire una maggiore integrazione tra usi finali, sviluppo delle **fonti energetiche rinnovabili (FER)** e rafforzamento della **resilienza** complessiva del Paese. La capacità di costruire un modello energetico meno esposto alla volatilità dei combustibili fossili e più coerente con la crescita della generazione rinnovabile costituisce, infatti, una delle condizioni essenziali per consolidare un percorso di sviluppo sostenibile nel medio-lungo periodo.
4. In tale quadro, il tema dell'**indipendenza energetica** acquista un rilievo crescente. Prezzi dell'energia elettrica più competitivi, una maggiore penetrazione delle rinnovabili e strumenti di mercato più efficaci possono contribuire a rendere la transizione non solo ambientalmente necessaria, ma anche economicamente sostenibile. Anche il confronto europeo offre indicazioni significative: in **Spagna**, nel **2025**, sono stati installati oltre **11 GW** di nuova capacità rinnovabile e le FER hanno raggiunto il **70,4%** della potenza complessivamente installata, rafforzando il ruolo dell'elettricità quale vettore strategico della *energy transition*.

5. È all'interno di questa cornice che si inserisce la riflessione sulle **pompe di calore**, non soltanto come soluzione impiantistica, ma come parte di una più ampia traiettoria di trasformazione del sistema energetico, industriale ed economico.

CAPITOLO 2

Il contesto strategico delle pompe di calore tra politiche europee, target nazionali e misure abilitanti

6. Le **pompe di calore (PdC)** si collocano al crocevia della **transizione energetica**: rappresentano infatti una tecnologia centrale per la **decarbonizzazione degli edifici** e, al tempo stesso, un elemento strategico per l'**equilibrio del sistema energetico**, grazie alla loro capacità di sostituire interamente il consumo di **gas naturale** per il **riscaldamento** e la produzione di **acqua calda sanitaria**.
7. Le **PdC** presentano un **vantaggio strutturale** in termini di **efficienza**: una quota rilevante dell'energia termica fornita, generalmente pari ad almeno **due terzi**, viene prelevata dall'**ambiente esterno**. Questa componente ha un duplice beneficio, in quanto è sia **rinnovabile** sia **gratuita**. Tuttavia, perché tale vantaggio tecnico si traduca anche in una **convenienza economica** per l'utente finale, è indispensabile che la quota di **energia elettrica** necessaria al funzionamento dell'impianto sia disponibile a **costi contenuti**.

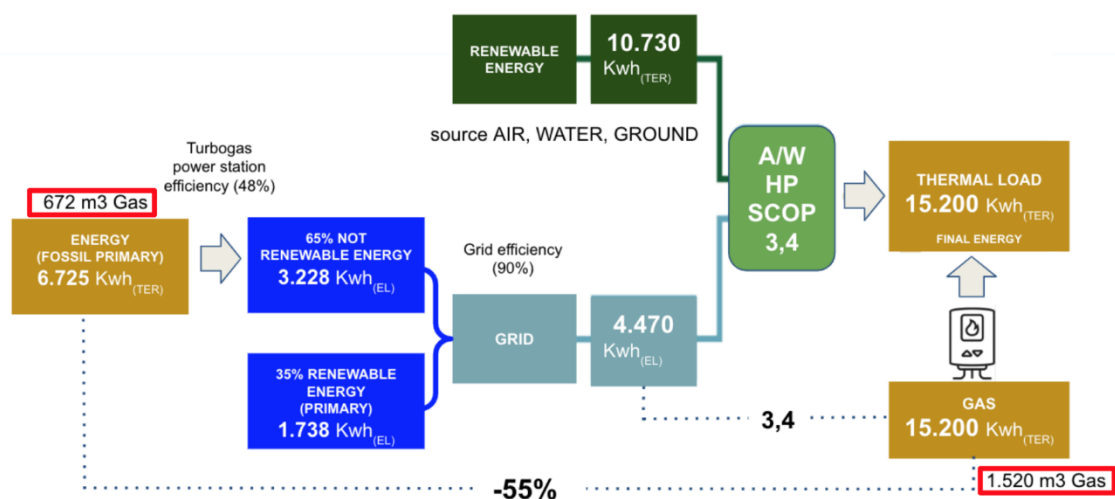


Figura 1. Consumi a confronto tra pompa di calore e caldaia a gas¹. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Assoclima, 2026.

8. Sul lato generazione elettrica, **riducono** il fabbisogno di **fonti fossili**, valorizzano la quota rinnovabile elettrica, riducendo i **consumi primari** grazie alla propria **efficienza** (SCOP). Minori consumi di energia primaria fossile nella produzione

¹ SCOP (Seasonal Coefficient of Performance): è l'indice di efficienza energetica stagionale delle pompe di calore (PdC).

elettrica riducono l'incidenza della quota ETS per kWh generato, senza alcuna necessità di oneri compensativi da parte dello Stato e senza modificare il Regolamento esistente.

9. Sul lato **offerta** e degli **abilitatori**, richiedono una **filiera** industriale robusta, **competenze** installative e un sistema elettrico capace di integrare **rinnovabili** e **flessibilità**. Per questo motivo, il quadro di *policy* va letto come un flusso coerente: dagli obiettivi clima-energia alle regole operative su edifici, industria e mercati.

La sezione distingue tra misure che consolidano la **domanda nel comparto edilizio** e misure che rafforzano **capacità industriale** e condizioni abilitanti del sistema.

Il quadro europeo per la decarbonizzazione degli edifici e il raggiungimento dei target clima-energia

10. Nel Green Deal e nel pacchetto **Fit for 55** la decarbonizzazione del riscaldamento/raffrescamento in edilizia combina due *driver*: **clima** (riduzione delle **emissioni**) e **sicurezza energetica** (minore dipendenza da **gas** e importazioni).
11. In questo quadro, le PdC sono la principale opzione di **elettificazione** efficiente del calore, ma la loro diffusione richiede stabilità di *policy* e coerenza tra obiettivi e strumenti.
12. La **Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) recast²**, in vigore dal **28 maggio 2024** e da recepire entro il **29 maggio 2026**, rafforza la *governance* delle **ristrutturazioni** (piani, strumenti informativi, requisiti) e consolida l'indirizzo verso edifici a emissioni operative molto basse, fino al paradigma **zero-emission** per i nuovi edifici secondo le scadenze previste.
13. La coerenza climatica dell'elettificazione dipende poi dal mix energetico. In quest'ottica la **Renewable Energy Directive (RED) III³** fissa un *target* UE vincolante di **rinnovabili** al **42,5%** al 2030 (ambizione **45%**) e rafforza obiettivi settoriali, inclusi riscaldamento/raffrescamento ed edifici. Più rinnovabili nel *mix* elettrico significa più calore e minore incidenza della quota ETS "a valle" per ogni kWh consumato da una PdC.
14. A completare la catena obiettivi–risultati, la **Energy Efficiency Directive⁴ (EED)** rafforza il pilastro dell'**efficienza energetica**, favorendo risparmi e migliore

² Direttiva (UE) 2024/1275.

³ Direttiva (UE) 2023/2413.

⁴ Direttiva (UE) 2023/1791.

pianificazione del riscaldamento/raffrescamento: nella pratica, aumenta la convenienza relativa di soluzioni efficienti e abilita programmi che premiano riduzione dei fabbisogni e tecnologie ad alte prestazioni.

15. Infine, il **REPowerEU** ha accelerato l'uscita dal gas e ha fissato un riferimento di scala per le PdC: analisi tecniche (richiamate anche dal JRC) indicano l'ambizione di **+10 milioni** di PdC idroniche **in circa cinque anni** e **30 milioni** addizionali entro il **2030**, come *benchmark* di velocità e ordine di grandezza.
16. Nel complesso, la sequenza **EPBD-REDIII-EED**, rafforzata da REPowerEU, delinea una traiettoria di **ristrutturazioni** più profonde, **elettificazione** efficiente e progressiva sostituzione delle soluzioni **fossili**. Nel contesto di questo quadro, emerge la necessità di **colmare il gap tra gli obiettivi e la loro implementazione**, un *gap* che potrebbe essere affrontato attraverso l'adozione di piani operativi come l'*Electrification Action Plan* e la *Heating and Cooling Strategy* dell'UE.

Il sostegno europeo all'industria tra sviluppo dell'offerta, standard, riforma del mercato elettrico e strumenti di finanziamento

17. Una **domanda** “solida”, tale da garantire lo *scaling* delle PdC: necessita di un contesto che renda la soluzione industrializzata, **installabile** e **conveniente**. Questo implica una **filiera** europea solida (componenti, refrigeranti, competenze e certificazioni) e regole di mercato che riducano l'incertezza per famiglie e imprese, in un percorso di elettrificazione in cui contano sempre di più **prezzi elettrici, contratti e flessibilità** del mercato elettrico.
18. In questa direzione, il **Net-Zero Industry Act** fissa un **benchmark industriale**: entro il 2030, la capacità produttiva europea nelle **tecnologie net-zero strategiche** dovrebbe avvicinarsi o raggiungere un livello tale da coprire almeno il **40% del fabbisogno annuo di installazioni previsto nell'Unione**.
19. Parallelamente, la **F-gas Regulation**⁵ accelera la transizione verso **refrigeranti** a minore impatto climatico, spingendo **innovazione** di prodotto e un aggiornamento diffuso delle **competenze** (dalla progettazione all'installazione e manutenzione), con effetti diretti su disponibilità di soluzioni e qualità dell'esecuzione.
20. Il quadro si completa con l'allineamento al sistema elettrico: le PdC diventano un **fattore abilitante** quando possono contribuire alla **flessibilità** e facilitare

⁵ Reg. (UE) 2024/573.

l'integrazione delle **rinnovabili**. In questo senso, la riforma del *market design*⁶ **rafforza strumenti di lungo termine e attenua la volatilità**.

21. Per rendere la transizione sostenibile anche sul piano sociale, l'**ETS2** aumenta progressivamente il costo relativo delle soluzioni **fossili**, mentre il **Social Climate Fund** sostiene i soggetti vulnerabili e accompagna gli investimenti, accelerando l'adozione di alternative pulite come le PdC.

Il quadro italiano tra obiettivi su edifici e rinnovabili, recepimento della RED III e strumenti di incentivazione

22. Nel caso italiano, la traiettoria UE si traduce in un intreccio di **target**, **obblighi** e strumenti di **sostegno** che – se ben coordinati – possono stabilizzare la domanda di tecnologie elettriche efficienti come le PdC. Il **PNIEC 2024** fissa una quota **FER** al **39,4%** dei consumi finali lordi al 2030 e, per il termico, una copertura rinnovabile del **35,9%** al 2030, valorizzando anche il contributo dell'**"energia ambiente"** utilizzata dalle PdC e la crescita del raffrescamento.
23. Su questa programmazione si innesta il **D.Lgs. 9 gennaio 2026, n. 5** di recepimento **RED III** (in vigore dal **4 febbraio 2026**), che armonizza e rende più leggibili regole prima frammentate, aggiornando gli obblighi per gli edifici. Il punto più rilevante è l'estensione dell'integrazione **FER** anche al **rinnovo/ristrutturazione dell'impianto termico** così che diventano la soluzione **"standard"** per questi interventi.
24. Nel dibattito tecnico il recepimento viene inoltre letto come riferimento a un **target** per gli edifici pari al **40,1%** di rinnovabili **"negli edifici o nelle loro vicinanze"** al 2030, utile come metrica di pianificazione e monitoraggio insieme a efficienza e ristrutturazioni.
25. A valle di **target** e obblighi, la variabile che determina **velocità** e **scala** è la politica di incentivo. Il perno più mirato alle PdC è il **Conto Termico**, indicato dal PNIEC come strumento in crescita e adatto anche alla riqualificazione della **P.A.**, delle PMI e del Terzo Settore, oltre al tradizionale ambito residenziale; il Piano segnala che nel **2023** cresce il numero di impianti **FER termiche** contrattualizzati e l'aumento è trainato dalle PdC.
26. In questa logica si colloca il **Conto Termico 3.0**⁷, con una dotazione di **900 milioni Euro/anno** e contributi fino al **65%** delle spese ammissibili, presenta un'impostazione **"a contributo diretto"** che accelera il ricambio impiantistico. La

⁶ Reg. UE 2024/1747.

⁷ D.M. 7 agosto 2025, in vigore dal 25 dicembre 2025.

riforma amplia anche l'integrazione con nuove configurazioni: accesso tramite **CER** e gruppi di auto consumatori, possibilità di **PPP** per le P.A. e quota al **100%** per specifici interventi nei Comuni fino a **15.000** abitanti, rafforzando la capacità di spesa del settore pubblico.

27. Infine, la cornice si completa con la convergenza tra **PNIEC** e **PNRR** su edilizia pubblica, qualità dell'abitare e promozione di rinnovabili per comunità energetiche e autoconsumo, con l'obiettivo di ridurre frammentazione e discontinuità regolatorie quando coordinata con obblighi FER e Conto Termico.

Il quadro italiano per il rafforzamento della filiera industriale e delle misure abilitanti: qualità, rete e stabilità degli strumenti

28. Il disegno nazionale funziona quando collega **regole, incentivi** e condizioni **abilitanti**. In questa chiave, il recepimento **RED III** con il **D.Lgs. 5/2026** è anche un passo di **armonizzazione**: aggiornando allegati tecnici e discipline connesse a requisiti minimi e incentivi, riduce il rischio di segnali non coerenti su **mix tecnologico** e **standard** prestazionali.
29. Per la filiera, la priorità è **stabilizzare la domanda**: solo così **produzione, distribuzione** e **installazione** possono investire in **capacità, competenze** e **qualità**. In questo quadro, il **Conto Termico 3.0** assume un rilievo particolare non solo perché incentiva interventi **“ripetibili”** ma anche perché è il primo schema di incentivazione che applica pienamente il principio della **pluralità tecnologica**. Un esempio significativo è rappresentato dalla nuova declinazione del concetto di **sistema ibrido**, che si amplia con l'introduzione dei **sistemi bivalenti** e della versione **“add-on”**: due novità che meritano di essere osservate da diverse angolazioni, anche singolarmente, per comprenderne appieno le **implicazioni applicative** e il **potenziale** in termini di diffusione efficace delle soluzioni. Un **Conto Termico** indirizzato su più settori di applicazione e con una pluralità di soluzioni basate su pompe di calore elettriche contribuirà a sostenere una domanda **strutturale**, riducendo la **ciclicità** che frena **investimenti** e **formazione**.
30. Le **PdC** interagiscono anche con **rete** e **profili di carico**: i benefici aumentano con edifici più **efficienti, controllo** e – dove possibile – **autoconsumo** e **configurazioni collettive**. In questo senso, il **Conto Termico 3.0**, aprendosi a **CER/autoconsumo** e a schemi **PPP** per le **P.A.**, non incentiva solo l'adozione della tecnologia, ma abilita **modelli** che migliorano l'**economia dell'elettrificazione** e la **gestione dei carichi**. La logica della **pluralità tecnologica** si inserisce proprio

in questa prospettiva, favorendo soluzioni più **adattabili** ai diversi contesti **impiantistici, edilizi** e di **domanda energetica**.

31. In sintesi, la leva nel breve periodo è garantire **continuità** tra **PNIEC 2024, D.Lgs. 5/2026** e **Conto Termico 3.0**: è questa **coerenza** – più che il singolo provvedimento – che può sostenere, una **crescita stabile** del mercato **PdC** al **2030** e una più ampia capacità del sistema di valorizzare, in modo efficace, la **pluralità delle soluzioni disponibili**.

CAPITOLO 3

Le determinanti del rapporto prezzo elettricità/gas e i riflessi sulla convenienza delle pompe di calore

32. Affinché le **PdC** possano diffondersi su larga scala e sostituire progressivamente gli **usi termici fossili**, in assenza di **meccanismi di incentivazione**, è necessario che il **costo dell'energia elettrica** risulti sufficientemente conveniente rispetto alle alternative, in particolare rispetto al **gas naturale**.
33. In questa prospettiva, la crescita delle **FER nel mix di generazione elettrico** riveste un ruolo centrale. La **decarbonizzazione della generazione elettrica** attraverso investimenti in **rinnovabili** avrebbe dovuto generare benefici sia a livello di **sistema-Paese** sia per i **consumatori finali**. Per il Paese, i principali effetti attesi riguardano la **riduzione del fabbisogno di energia primaria**, la **diminuzione delle emissioni di CO₂** e l'**aumento della quota di energia rinnovabile** nei consumi finali, in linea con gli obiettivi di **efficienza energetica** e di sviluppo delle **FER**. Per gli utenti elettrici, invece, il beneficio atteso era rappresentato da **prezzi dell'energia** più bassi e più stabili. Quest'ultimo risultato, almeno ad oggi, non può però considerarsi pienamente raggiunto.
34. Il **prezzo dell'energia elettrica è stabilmente il più elevato in Europa**. Nella **totalità degli impieghi** (illuminazione, elettrodomestici, azionamento di motori elettrici, etc.) il **beneficio ottenuto è 1:1 rispetto all'energia elettrica consumata**. Questo non vale per le **pompe di calore dove il beneficio è 3:1**. Questo aspetto, non ancora completamente compreso dagli utenti, penalizza la diffusione delle pompe di calore, percepite come "costose" a causa del prezzo elevato dell'energia.
35. A incidere su questo quadro è anche la **struttura di formazione del prezzo all'ingrosso** dell'energia elettrica, che si riflette sulla componente "**materia prima energia**" della bolletta. In Italia il prezzo si forma sul **Mercato del Giorno Prima (MGP)** secondo un meccanismo di *marginal pricing*: il **Prezzo Unico Nazionale (PUN)** viene quindi determinato dall'impianto necessario a soddisfare l'ultima quota di domanda. Ancora oggi, in una quota maggioritaria delle ore, tale **prezzo marginale** è fissato nel **63% delle ore da impianti termoelettrici a gas**. Ne deriva una forte **correlazione**, pari al 97%, tra il **prezzo dell'elettricità (PUN)**

e **quello del gas naturale (PSV)** – il cui valore si forma sul mercato all'ingrosso italiano presso il Punto di Scambio Virtual, *hub* nazionale di scambio in cui gli operatori negoziano la *commodity*.

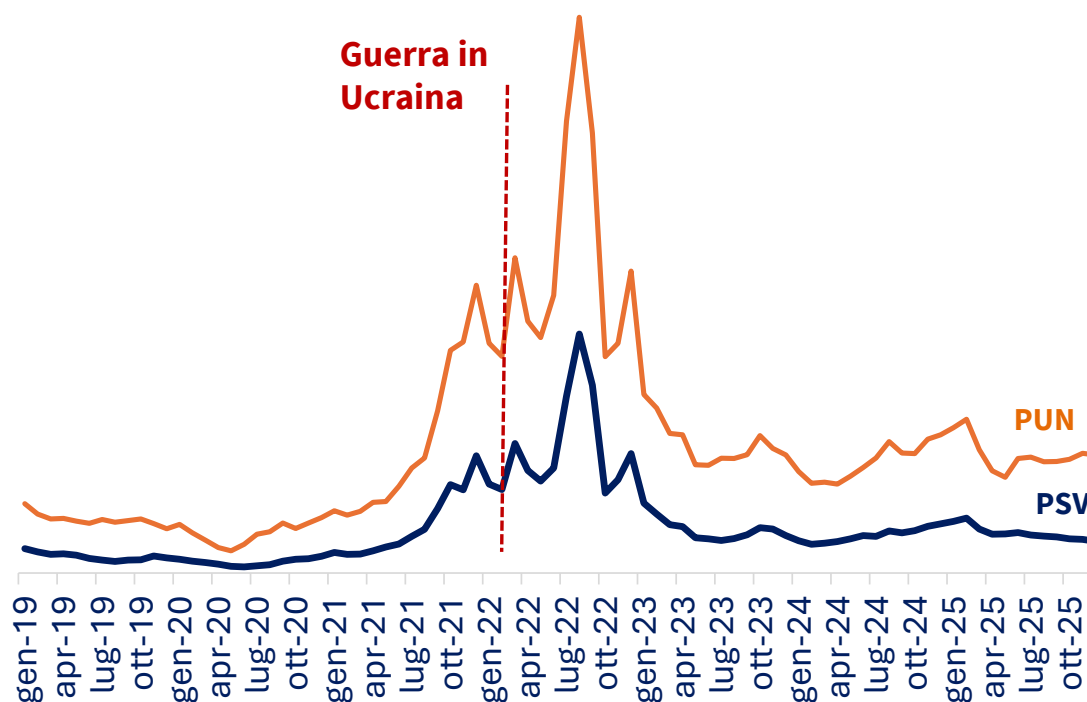


Figura 2. Prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica (Prezzo Unico Nazione - PUN) e prezzi del gas (Punto di Scambio Virtuale - PSV) (€/MWh), gennaio 2019 – dicembre 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GME e altre fonti, 2026.

36. Questa dinamica limita il risparmio **economico** derivante dall'**elettificazione dei consumi termici**. In altri termini, finché il prezzo dell'elettricità continuerà a essere fortemente influenzato dal **gas**, sarà più difficile per le **PdC** esprimere pienamente il proprio **vantaggio competitivo**, nonostante la loro maggiore **efficienza** e l'impiego di almeno 2/3 il di energia rinnovabile gratuita prelevata dall'ambiente.
37. Per questa ragione, il raggiungimento degli **obiettivi di sviluppo delle FER elettriche** assume un'importanza decisiva anche per la diffusione delle **pompe di calore**. Una maggiore penetrazione di **fotovoltaico** ed **eolico** (integrate dalla produzione idroelettrica, dagli accumuli elettrici e in una prospettiva di più lungo termine dal nucleare), dovrebbe contribuire ad abbassare il **prezzo dell'energia** sui mercati all'ingrosso, riducendo progressivamente il legame tra prezzo dell'elettricità e prezzo del gas. Soddisfare almeno metà della domanda oraria per almeno il 50% dell'anno è la condizione minima da raggiungere. Oggi l'Italia è al 15%, Germania 48%, media EU 53%, Spagna 79%, Francia 82%. In questo senso, l'espansione delle **FER** non rappresenta soltanto una leva di **decarbonizzazione**

del sistema elettrico, ma anche una **condizione abilitante** per la **competitività economica** dell'**elettificazione termica**.

38. In tale quadro, il dato del **PUN medio 2025**, pari a **115 €/MWh**, evidenzia come vi sia ancora ampio margine per valorizzare il potenziale di **riduzione dei costi** associato alle **rinnovabili**. Ciò appare ancor più rilevante considerando che, già oggi, il **Levelized Cost of Electricity (LCOE)**⁸ di **fotovoltaico** ed **eolico** risulta inferiore al **prezzo di riferimento** dell'energia elettrica, rispettivamente del **48%** e del **32%**. La piena realizzazione degli **obiettivi di sviluppo delle FER** potrà quindi contribuire non solo al conseguimento dei **target climatici ed energetici**, ma anche alla creazione delle **condizioni economiche** necessarie per un'adozione più ampia delle **PdC** in ambito **residenziale**.

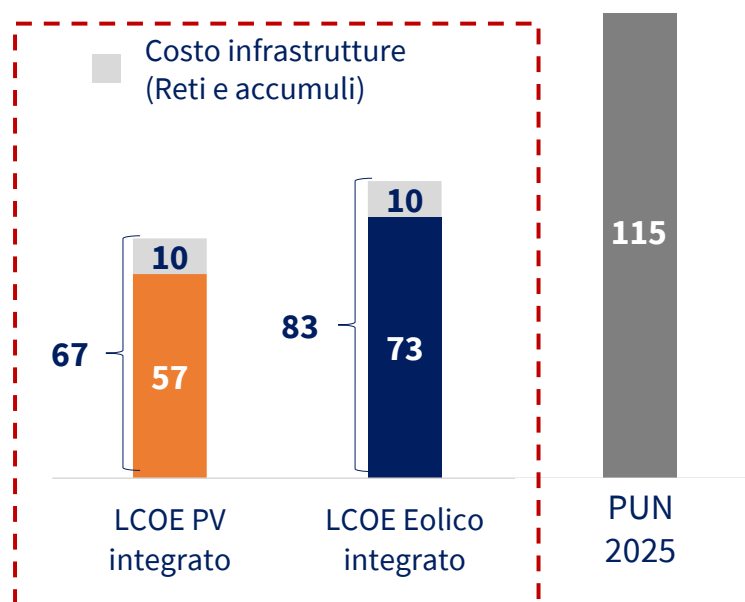


Figura 3. LCOE per tecnologia solare ed eolica e PUN 2025 in Italia (€/MWh)⁹, 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

39. Se, da un lato, appare sempre più urgente il disaccoppiamento dal **gas naturale**, dall'altro la competitività economica delle **pompe di calore** continua a dipendere in larga misura dal **Rapporto Energia Elettrica/Gas (Reeg)**, vale a dire dal rapporto tra il prezzo dell'energia elettrica e quello del gas naturale. Tale relazione si manifesta anzitutto sui **mercati all'ingrosso** e, come si vedrà nelle sezioni successive, si riflette in modo ancora più rilevante sul **mercato retail**.

⁸ Costo medio livellato dell'elettricità prodotta da un impianto lungo la sua vita utile, calcolato come rapporto tra costi complessivi ed energia complessivamente generata entrambi attualizzati.

⁹ Gli LCOE sono derivati dalla media dei prezzi di esercizio relativi alla capacità selezionata nell'asta FERX 2025 e includono anche la componente relativa agli investimenti in reti (trasmissione e distribuzione) e negli accumuli (pari a circa 50 miliardi di euro, fonte PNIEC), annualizzati lungo l'intera vita utile degli asset e ripartiti sull'intero fabbisogno elettrico nazionale.

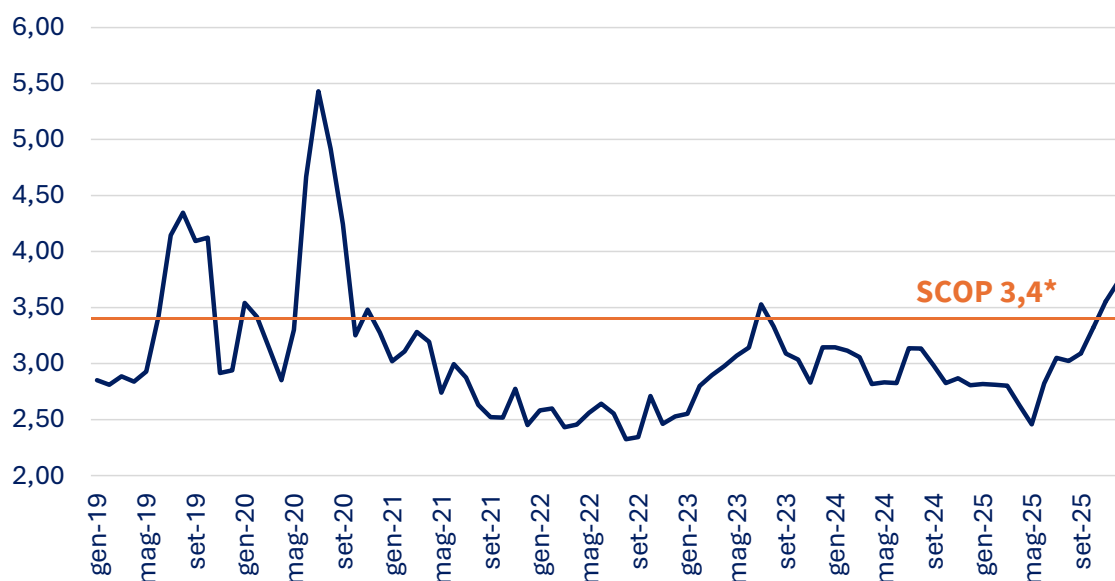


Figura 4. Andamento del Rapporto energia elettrica/gas (Reeg) sui mercati all'ingrosso, gennaio 2019 – dicembre 2025. (*) SCOP =3,4 livello medio di efficienza stagionale delle PdC. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GME e fonti varie, 2026.

40. Nel 2025 il Reeg ha registrato valori compresi tra **2,8** e **3,73** nei mesi freddi (ottobre-marzo), confermando la necessità di intervenire sulla struttura della **bolletta elettrica** per ridurre il rapporto di prezzo rispetto al gas. Il costo per riscaldarsi con una pompa di calore elettrica è più basso rispetto ad una caldaia a gas quando Reeg è più basso di SCOP (efficienza stagionale della pompa di calore). Il grafico ci mostra come i periodi di convenienza durante la stagione di maggiore utilizzo (ottobre-aprile) siano largamente prevalenti.
41. Aumentare e stabilizzare nel tempo il risparmio generato rappresenta l'elemento decisivo per favorire la diffusione presso i clienti finali di una tecnologia fondamentale per la **decarbonizzazione dei consumi termici**, la **transizione energetica** e la **sicurezza energetica nazionale**, oggi ancora penalizzata dall'attuale assetto del **mercato elettrico** e dalla distribuzione degli oneri nelle diverse voci della bolletta.

CAPITOLO 4

L'evoluzione del mercato elettrico tra riforma del *market design*, strumenti di stabilizzazione dei prezzi e ruolo di flessibilità delle pompe di calore

42. La crescente penetrazione delle **FER** e la forte **volatilità dei prezzi** osservata nel biennio 2021-2022 hanno reso evidente la necessità di aggiornare rapidamente il quadro regolatorio europeo. In questo contesto, la riforma del *market design* elettrico mira a **stabilizzare i prezzi**, ridurre la dipendenza dell'elettricità dal **gas** e fornire **segnali di prezzo di lungo periodo** capaci di valorizzare la generazione a basso costo variabile. Questo passaggio è particolarmente rilevante anche per le **PdC**: la loro scalabilità, dipende anche dalla disponibilità di **energia elettrica a prezzi più prevedibili e competitivi**.
43. Nel 2024 l'Unione europea ha adottato la riforma organica del mercato elettrico attraverso il pacchetto noto come **Electricity Market Design Reform**, composto dalla **Direttiva (UE) 2024/1711** e dai **Regolamenti (UE) 2024/1747** – a questi si affianca il **Regolamento (UE) 2024/1106**, che aggiorna il quadro REMIT sulla trasparenza e l'integrità dei mercati energetici.
44. La riforma nasce proprio dall'esigenza di correggere i limiti emersi durante la crisi energetica, quando il funzionamento di MGP ha trasmesso ai prezzi elettrici gli *shock* del gas.
45. In questo senso, le **finalità principali** sono tre:
- migliorare la **stabilità** e la **prevedibilità** dei **costi energetici**;
 - garantire **prezzi più accessibili ai consumatori**;
 - incentivare gli **investimenti nelle energie rinnovabili**.
46. In Italia, tali obiettivi si intrecciano con il raggiungimento dei *target* del **PNIEC**, che nell'aggiornamento più recente fissa al **63,4%** la quota di FER nei consumi elettrici finali al 2030.

Le innovazioni per il mercato *retail*

47. La **Direttiva 2024/1711** rafforza la tutela dei **diritti dei consumatori** nel mercato elettrico e prevede:

- l'introduzione del diritto dei consumatori a sottoscrivere un **contratto di fornitura a prezzo fisso e a tempo determinato**, accanto al già esistente diritto a un contratto a **prezzo dinamico**, nonché misure specifiche per proteggere i **clienti vulnerabili** dal rischio di interruzione della fornitura;
 - l'adozione di misure volte a rafforzare la **libertà di scelta del fornitore**, consentire la stipula di **più contratti di fornitura** e ampliare gli **obblighi informativi** nei confronti dei clienti;
 - l'introduzione dell'obbligo, per gli Stati membri, di designare un **fornitore di ultima istanza**.
48. Nel loro complesso, queste misure mirano a ridurre, almeno in parte, la trasmissione della **volatilità del mercato all'ingrosso** sul prezzo pagato dal consumatore finale, contribuendo a rendere i costi dell'energia **più stabili, prevedibili e trasparenti**.

Le misure volte al rafforzamento del mercato a termine: *Power Purchase Agreement (PPA)* e *Contract for Difference (Cfd)*

49. Dal punto di vista del mercato all'ingrosso, il **Regolamento (UE) 2024/1747** conferma il modello di formazione marginale del prezzo, ma punta a ridurre gli effetti più critici rafforzando i **segnali di prezzo di lungo periodo**. La Commissione europea esplicita, infatti, che la Riforma mira a rendere le bollette di consumatori e imprese più indipendenti dai prezzi di breve periodo attraverso l'uso di **contratti di lungo termine**, in particolare ***Power Purchase (PPA)*** e ***Contract for Difference (Cfd)*** **a due vie**. In questo senso, il nuovo *market design* non supera MGP, ma ne **riequilibra il funzionamento** con strumenti che valorizzano meglio la produzione rinnovabile e stabilizzano prezzi e ricavi nel tempo.
50. I **CfD** sono uno degli strumenti centrali del nuovo assetto. La riforma prevede che, quando gli Stati membri introducono regimi di sostegno diretto al prezzo per nuovi investimenti in generazione elettrica da fonti non fossili, tali regimi assumano in linea generale la forma di **CfD a due vie** o strumenti equivalenti. Nel modello a due vie, se il prezzo di mercato scende sotto lo *strike price*¹⁰, il produttore riceve la differenza; se invece il prezzo di mercato supera lo *strike price*, restituisce l'eccedenza. Il meccanismo stabilizza i ricavi degli impianti e consente di redistribuire ai consumatori parte dei benefici nei periodi di prezzi elevati.

¹⁰ Prezzo di riferimento concordato nel contratto, cioè il livello di remunerazione dell'energia rispetto al quale si calcolano i pagamenti compensativi tra produttore e controparte pubblica o privata.

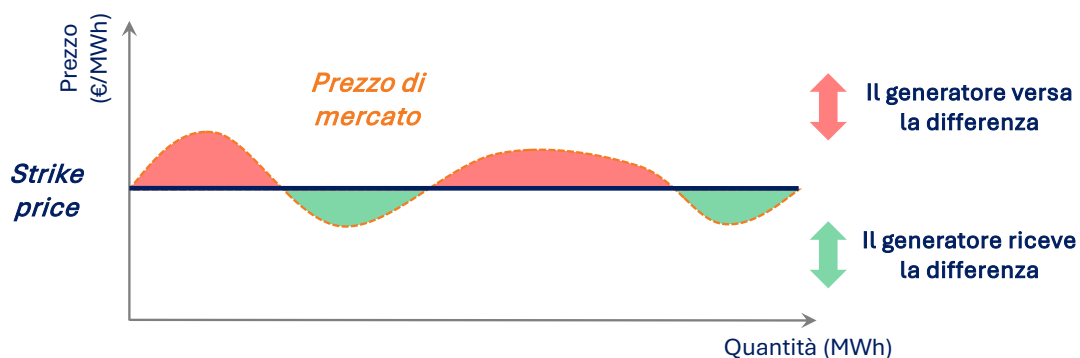


Figura 5. Funzionamento dei Contract for Difference a due vie (illustrativo). Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026.

51. I PPA rappresentano l'altro pilastro del nuovo assetto del mercato elettrico: contratti bilaterali di medio-lungo termine tra produttori e acquirenti che consentono di **stabilizzare il prezzo dell'energia** e di **sostenere il finanziamento di nuovi impianti**, anche senza fare necessariamente ricorso a incentivi pubblici. La riforma europea ne incoraggia esplicitamente la diffusione e invita gli Stati membri a favorire strumenti di *de-risking*, comprese garanzie a prezzi di mercato, per ampliarne l'accesso.
52. Su questo fronte, però, l'Italia presenta ancora un **utilizzo limitato dei PPA** e non ha raggiunto il proprio potenziale massimo. Come evidenziano i dati sui volumi contrattuali divulgati in Europa nel 2024, il mercato italiano si ferma a **1,05 GW**, rimanendo distante dai principali Paesi europei, in particolare **Spagna (4,66 GW)**, **Germania (2,04 GW)** e **Francia (1,48 GW)**. Il numero ancora contenuto di imprese ed enti che sottoscrivono contratti di lungo termine per l'acquisto di energia FER limita infatti la capacità dei PPA di svolgere pienamente la loro funzione di **volano per gli investimenti**.

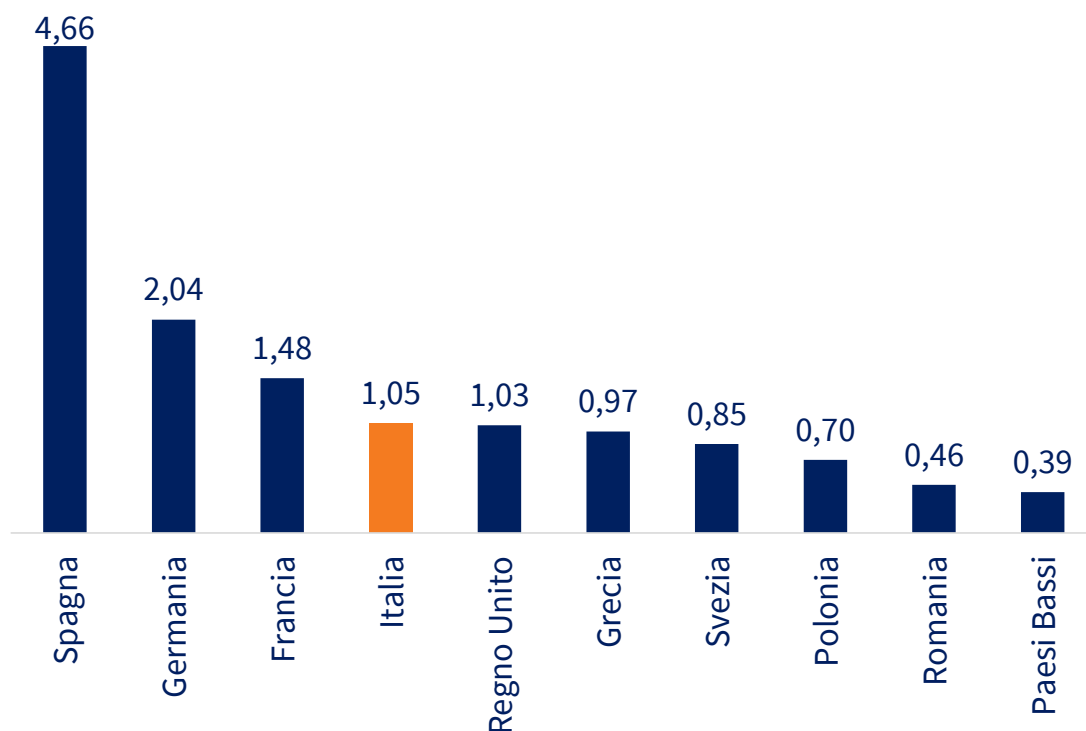


Figura 6. Volumi contrattuali per energie rinnovabili divulgati in Europa (GW), 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Pexapark, 2026.

53. Questa debolezza non è neutrale: la ridotta diffusione dei PPA costituisce un ostacolo allo sviluppo di un mercato energetico sostenibile nel lungo periodo, perché rende più difficile per gli operatori **pianificare con certezza gli investimenti nelle FER** e proteggersi dalle oscillazioni dei prezzi nel breve termine. In questa prospettiva, **rafforzare il mercato dei PPA in Italia** appare essenziale non solo per sostenere nuovi investimenti in rinnovabili, ma anche per consolidare segnali di prezzo di lungo periodo più stabili e favorevoli alla transizione energetica.

Il ruolo delle pompe di calore nella sicurezza del sistema elettrico tra bilanciamento, connettività e flessibilità

54. Nel nuovo *market design* elettrico, le **PdC** possono contribuire alla **flessibilità del sistema**, ma il loro ruolo va letto correttamente. Il punto non è assumere che una **PdC** debba inseguire direttamente il **prezzo elettrico di breve periodo**, bensì valorizzarne la capacità di interagire con il sistema tramite **connettività, gestione intelligente dei carichi e accumulo termico**.

55. La crescente **granularità del mercato elettrico** va in questa direzione. Dal 30 settembre 2025 l'MGP europeo è passato da intervalli orari a intervalli di **15 minuti**, con l'obiettivo di riflettere in modo più accurato **domanda e produzione**

e di migliorare l'integrazione delle **fonti rinnovabili**. Tuttavia, una maggiore precisione del **segnale di prezzo** non implica automaticamente una maggiore convenienza per il consumatore con **pompa di calore**. Le evidenze riportate mostrano infatti che non è affatto scontato che un'offerta dinamica sia preferibile a una *flat* che ben si sposa con il regime di **funzionamento continuo**, durante il quale la pompa di calore esprime la sua massima efficienza e il migliore comfort per l'utente.

56. Per questa ragione, il **valore sistemico** delle **pompe di calore** dipende soprattutto dalla **connettività**. Iniziative come il *Code of Conduct for Energy Smart Appliances*, sostenuto dalla **Commissione europea**, puntano proprio a promuovere **interoperabilità, protocolli comuni e gestione coordinata dei consumi** attraverso un'unità centrale di controllo, come un *HEMS (Home Energy Management System)*. È questo il passaggio che consente di trasformare la **PdC** da semplice **carico elettrico** a **risorsa flessibile**, potenzialmente utile a **stabilizzare la rete** e a **ridurre i costi di sistema**.
57. Sul fronte del **bilanciamento**, un ulteriore elemento chiave è l'integrazione con **accumuli termici evoluti**. Le **batterie termiche**, basate su **materiali a cambiamento di fase**, permettono di **accumulare energia** e rilasciarla in modo più concentrato e a temperatura quasi costante. Questo rende più efficace la **separazione temporale** tra il momento del **consumo elettrico** e quello del **servizio termico**, aumentando la capacità delle **pompe di calore** di offrire **flessibilità** senza compromettere **comfort** ed **efficienza**.
58. Ne deriva che, nel nuovo **assetto di mercato**, il contributo delle **pompe di calore** non passa primariamente dall'esposizione a **prezzi dinamici**, ma dalla combinazione tra **funzionamento efficiente, connettività digitale** e **capacità di accumulo termico**.

CAPITOLO 5

Analisi del prezzo finale dell'elettricità e del gas: scomposizione delle componenti e confronto tra le bollette

59. L'analisi del **prezzo finale dell'energia** richiede un approccio sistemico, in grado di distinguere le diverse **componenti** che concorrono alla formazione della bolletta finale.

L'analisi della bolletta elettrica

60. Pur in presenza di una differenziazione tra utenti finali per tipologia di consumo, ad esempio per **livello di tensione, profilo di prelievo o potenza massima impegnata**, e per trattamento tariffario, la struttura del costo dell'energia elettrica resta sostanzialmente comune a tutte le utenze. Essa si compone di:

- **costo di acquisto all'ingrosso (Componente Energia – Energia Elettrica):** corrisponde al prezzo di acquisto dell'energia sul mercato all'ingrosso, cui si aggiunge la quota destinata a coprire i costi di **commercializzazione e vendita**. Per il periodo transitorio, il servizio a **tutele gradual**i per i clienti non vulnerabili è stato assegnato tramite procedure concorsuali organizzate dall'**Acquirente Unico**. All'interno della componente energia rientrano inoltre i **servizi di dispacciamento**, ossia la spesa sostenuta dal gestore della rete di trasmissione (TSO), in Italia **Terna**, per approvvigionare le risorse necessarie a garantire la sicurezza e l'equilibrio del sistema elettrico;
- **servizi di rete:** comprendono i costi relativi alla **realizzazione, all'esercizio e alla manutenzione dell'infrastruttura elettrica** necessaria per trasportare l'energia dalle centrali di produzione ai consumatori finali, inclusi i servizi di **trasmissione, distribuzione e misura**;
- **oneri generali:** rappresentano la quota di spesa sostenuta dal sistema Paese per il raggiungimento di obiettivi di sviluppo socio-energetico, al cui finanziamento partecipano tutti i consumatori finali. In questa voce rientra anche il costo degli incentivi destinati a sostenere lo sviluppo delle **FER**;
- **oneri fiscali:** includono **IVA e accise**.

61. Mentre gli oneri fiscali sono fissati a norma di legge, i **costi di compravendita dell'energia e dei servizi di dispacciamento** dipendono sia dalle **dinamiche dei**

mercati nazionali ed internazionali, sia dalle effettive condizioni di funzionamento del sistema elettrico. Tutte le altre componenti di costo sono stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) in applicazione di disposizioni legislative.

62. In Italia, il costo medio dell'energia elettrica nel 2024 è pari a **35,7 c€/kWh** per gli usi domestici e a **26,5 c€/kWh** per gli usi non domestici: un livello che risulta superiore del **15%** rispetto alla media UE nel segmento domestico (**31,4 c€/kWh**) e del **23%** in quello non domestico (**21,5 c€/kWh**).
63. Analizzando una bolletta elettrica tipo di dicembre 2025 riferita a un'utenza domestica monofamiliare¹¹ dotata di **pompa di calore** con **SCOP 3,0** in **Zona E** (Milano), equivalente a un consumo annuo di **7.863 kWh** di energia elettrica, si stima per il 2025 un costo complessivo pari a **2.047 €/anno**, ovvero **26 c€/kWh**. Su questa base è possibile ricostruire una distribuzione delle diverse voci di costo, come illustrato nella **Figura 7**.

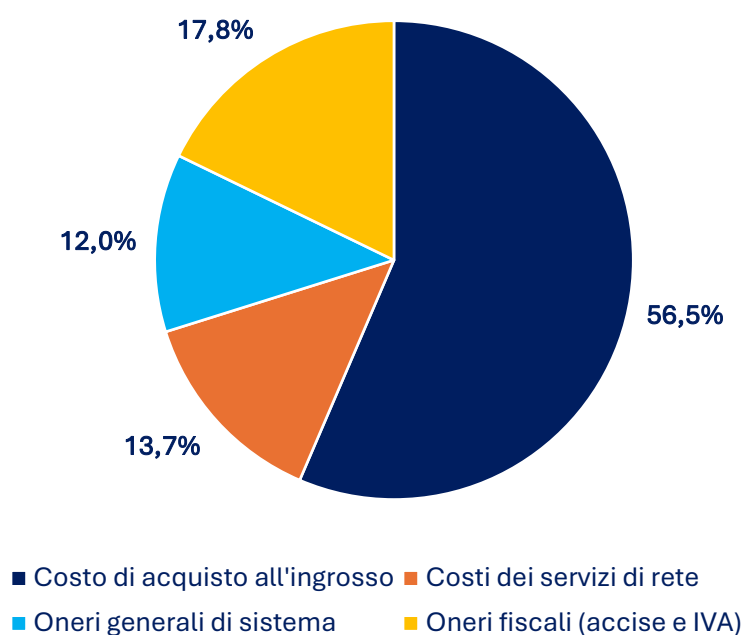


Figura 7. Distribuzione voci di costo bolletta elettrica per utenza domestica monofamiliare in zona E, 2025. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati ARERA, 2026.*

L'analisi della bolletta gas

64. Anche l'analisi del **prezzo finale del gas naturale** richiede una lettura articolata, che consenta di separare le **componenti** che riflettono **l'andamento dei mercati** da quelle **regolate o fiscalmente determinate**. Pur con differenze tra utenti finali

¹¹ Potenza impegnata 6 kW.

per profilo di consumo e trattamento tariffario, la struttura della bolletta del gas presenta infatti elementi comuni a tutte le utenze. Essa si articola in:

- **costo di acquisto all'ingrosso (Componente Energia – Gas):** corrisponde al prezzo di acquisto del gas naturale sul mercato all'ingrosso, cui si aggiunge la quota destinata a coprire i costi di **commercializzazione e vendita**;
- **costi dei servizi di rete:** comprendono le spese relative alla **realizzazione, all'esercizio e alla manutenzione dell'infrastruttura necessaria per il trasporto del gas naturale** dai punti di immissione fino ai punti di prelievo presso i consumatori finali, inclusi i servizi di **trasporto, distribuzione e misura**;
- **oneri generali di sistema:** rappresentano la quota di spesa sostenuta dal sistema Paese per perseguire determinati obiettivi di sviluppo socio-energetico, ai quali contribuiscono tutti i clienti finali in prelievo. In questa voce rientrano anche gli **incentivi** a sostegno sia degli interventi di efficientamento del sistema sia dell'integrazione delle **fonti rinnovabili**;
- **oneri fiscali:** includono **accise, addizionale regionale e IVA**.

65. Anche nel caso del gas naturale, gli oneri fiscali sono fissati per legge, mentre il costo della materia prima dipende dall'andamento dei mercati e dalle condizioni operative del sistema. Le altre componenti della bolletta sono invece determinate da **ARERA** sulla base della normativa vigente.

66. In Italia, il costo medio del gas naturale nel 2024 è pari a **13,1 c€/kWh** per gli usi domestici e a **6,8 c€/kWh** per gli usi non domestici: un valore superiore del **6%** rispetto alla media UE nel caso domestico (**12,4 c€/kWh**) e sostanzialmente allineato alla media europea nel caso non domestico (**6,9 c€/kWh**).

67. Analizzando una bolletta gas tipo di dicembre 2025 riferita a un'utenza domestica monofamiliare in **Zona E** (Milano), corrispondente a un consumo annuo di **1.868 smc¹²** di gas naturale, si stima per il 2025 un costo complessivo pari a **2.029 €/anno**, ovvero **1,086 €/smc** o **11,7 c€/kWh**. Anche in questo caso è quindi possibile ricostruire una distribuzione delle diverse voci di costo, come rappresentato nella **Figura 8**.

¹² Standard Metro Cubo: Unità di misura utilizzata per la fatturazione del gas naturale.

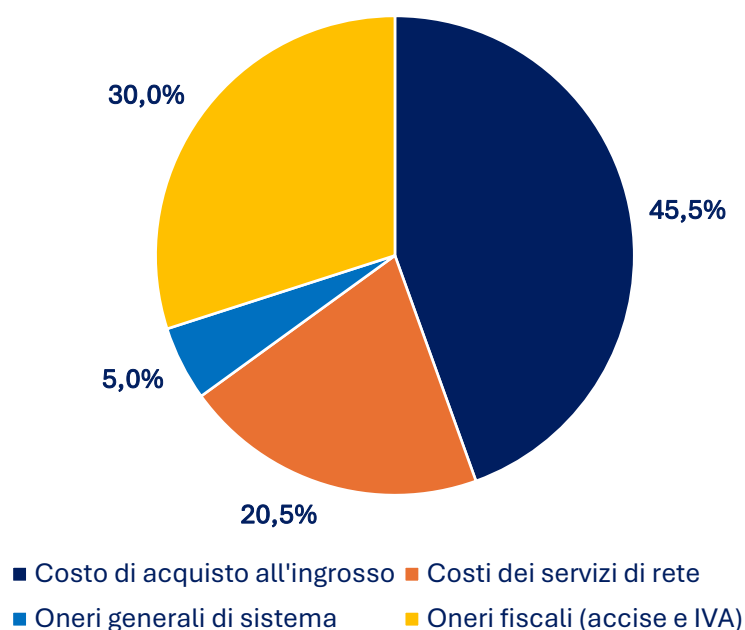


Figura 8. Distribuzione voci di costo bolletta gas per utenza domestica monofamiliare in zona E, 2024. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati ARERA, 2026.*

Il confronto tra le bollette elettrica e gas: un divario di costo che penalizza l'elettrificazione

68. Ciò che emerge dal confronto tra **bolletta elettrica** e **bolletta gas** nei casi tipo considerati è un **Reeg** ben superiore a **2,2**, valore che segnala un **differenziale di costo ancora significativo a sfavore del vettore elettrico**. A incidere in misura predominante su questo divario è, in primo luogo, la componente relativa al **costo di approvvigionamento all'ingrosso**: nel 2025, il rapporto tra il prezzo dell'**energia elettrica** e quello del **gas** si è mantenuto mediamente al di sopra di **2,6**, mentre nei primi mesi del 2026, anche per effetto della crisi energetica innescata dalle recenti **tensioni geopolitiche**, tale valore si avvicina ulteriormente a **3**.
69. L'analisi dei dati relativi al comparto del **riscaldamento domestico** nel 2024 evidenzia tuttavia che il differenziale non dipende soltanto dalla materia prima. Sul consumo di energia elettrica continua, infatti, a gravare un livello di **oneri generali di sistema** – come la componente A_{SOS} per l'incentivazione delle FER – e **fiscali sensibilmente più elevato** rispetto a quello che insiste sul gas, arrivando a valori complessivamente circa **tre volte superiori**.
70. Guardando agli oneri generali di sistema applicati all'elettricità l'**82%** è riconducibile al **recupero degli incentivi pubblici destinati allo sviluppo delle FER**. Ciò implica che è il vettore elettrico che risulta oggi sostenere, in misura

prevalente, il costo di politiche pubbliche introdotte per accompagnare la trasformazione dell'intero sistema energetico.

71. In merito agli **oneri fiscali l'accisa** applicata all'energia elettrica in Italia è oggi pari a **23 c€/kWh**, mentre quella sul gas naturale per usi domestici destinati al riscaldamento si colloca su un livello medio inferiore, pari a circa **14 c€/kWh**; quest'ultima varia comunque in funzione degli scaglioni di consumo annuo espressi in **smc**.
72. A tale componente si aggiunge poi l'effetto dell'**IVA**, che si applica a tutte le voci che compongono la bolletta, sia per l'elettricità sia per il gas. Più nel dettaglio, l'aliquota IVA risulta pari al **10%** per l'elettrico, mentre nel caso del gas il suo peso medio arriva al **16,5%**, considerando i livelli di consumo medi analizzati. Se però si fa riferimento soltanto all'IVA che insiste sulle componenti **fiscali e di oneri generali**, il vantaggio apparente dell'elettricità in termini di aliquota viene sostanzialmente neutralizzato da una **base imponibile** più elevata rispetto al gas.
73. Ne consegue che il **costo dell'IVA** espresso in €/kWh risulta, su tali componenti, circa **tre volte più alto per il vettore elettrico rispetto a quello gas**. Anche ampliando l'analisi all'intero valore della bolletta — includendo quindi **materia prima, trasporto, vendita e le altre componenti fiscali e di oneri generali** — il carico complessivo risultare ancora una volta più elevato nel caso dell'elettricità.

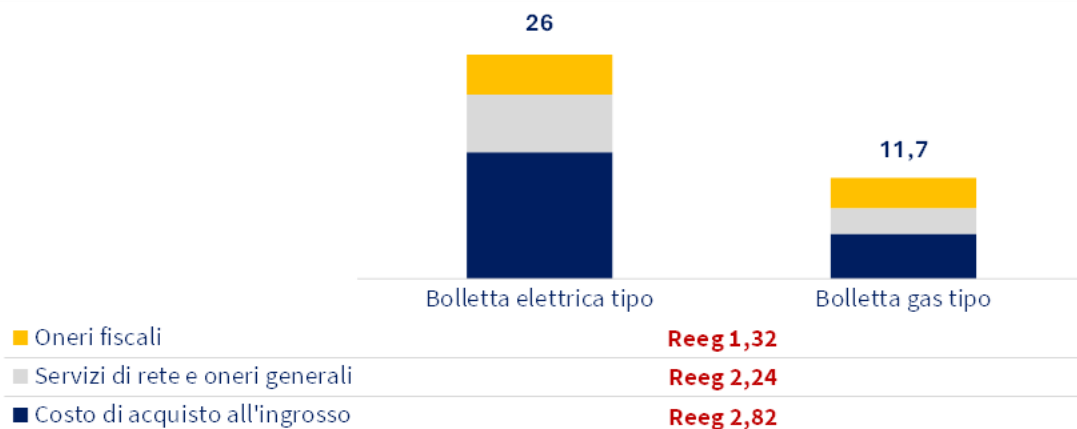


Figura 9. Bolletta elettrica e gas a confronto (c€/kWh), 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati ARERA, 2026.

74. In sintesi, l'analisi delle bollette elettriche e del gas mostra che, sebbene la componente di **approvvigionamento energetico** rappresenti il principale fattore di sbilanciamento del **Reeg**, anche le altre voci di costo — in particolare **oneri generali di sistema e fiscalità** — non svolgono, allo stato attuale, una funzione compensativa. Come emerge chiaramente dall'analisi del **Reeg** (figura 9) nelle diverse componenti della bolletta, il **Reeg** risulta infatti pari a **2,24** per la componente “**servizi di rete e oneri generali**”, a **1,32** per la componente “**oneri**

fiscali” e 2,82 nella componente **“costo di acquisto all’ingrosso”** della bolletta tipo esaminata.

75. L’assetto complessivo delle bollette continua pertanto a sfavorire la competitività dell’**elettricità** rispetto al **gas**, ostacolando la diffusione delle **pompe di calore**. Il parziale contenimento del rapporto tra le bollette è riconducibile esclusivamente ai maggiori costi legati all’**infrastruttura di trasporto del vettore gas**, un elemento che però non è sufficiente a riequilibrare il divario.

CAPITOLO 6

Proposte operative e di *policy* per ridurre il differenziale elettricità/gas e favorire la diffusione delle pompe di calore

76. Le analisi sviluppate evidenziano un nodo centrale per la diffusione delle **pompe di calore elettriche**: la **convenienza economica d'uso** resta fortemente condizionata dal differenziale tra il prezzo finale dell'**energia elettrica** e quello del **gas naturale**. In questo quadro, la leva più efficace consiste nell'intervenire affinché il rapporto tra i due vettori (**Reeg**) **per il consumatore finale** si collochi ampiamente al di sotto dello **SCOP**, soglia coerente con i livelli di efficienza delle PdC e, quindi, con una convenienza economica effettivamente percepibile dall'utente finale.
77. Quando il valore del **Reeg** è inferiore allo **SCOP**, il riscaldamento tramite **pompa di calore** risulta infatti più conveniente rispetto alla **caldaia a gas**. In questa prospettiva, la leva più efficace per promuovere una diffusione ampia delle pompe di calore consiste nel garantire un valore del **Reeg** pari a **2**. Si tratta di un valore elaborato e promosso a livello europeo da EHPA (European Heat Pump Association), che Assoclimate conferma essere valido anche per l'Italia. Il risparmio generato è in grado di ripagare l'investimento sostenuto dall'utente (in presenza di un incentivo pari al 50%) in un periodo di tempo ampiamente inferiore alla vita utile dell'apparecchio.
78. **Si propone quindi un intervento che, senza nuovi meccanismi di incentivazione diretta, favorisca un maggiore utilizzo delle PdC in ambito residenziale, coniugando vantaggio per le famiglie e beneficio per il Paese. La proposta, discussa ed elaborata con il contributo di Assoclimate, per essere efficace deve agire su due piani complementari:**
- da un lato, il livello **pubblico-regolatorio**, incidendo su **oneri generali di sistema, accise e specifiche componenti tariffarie**;
 - dall'altro, il livello **commerciale**, promuovendo **offerte dedicate** che rendano stabile e leggibile il vantaggio dell'elettrificazione.

Oneri, accise e componenti tariffarie: le misure per sostenere l'elettrificazione dei consumi termici

79. A questo si può affiancare una revisione più mirata del **trattamento dell'accisa per gli utenti con PdC**, introducendo una **fascia di esenzione** fino a **300**

kWh/mese (1.800 kWh/anno) e una **riduzione del 50%** per i consumi eccedenti, in analogia con la **logica di progressività già presente sul gas**. Si tratta di un intervento coerente con l'obiettivo di riallineare il prelievo fiscale all'efficienza del vettore elettrico e al ruolo che esso è chiamato a svolgere nella decarbonizzazione dei consumi.

80. Sempre in ambito pubblico, può essere valutato il ricorso al **Social Climate Fund** come strumento di accompagnamento per i nuclei più esposti o in transizione, anche valorizzando l'esperienza del **servizio a tutele gradual**i laddove dimostri la possibilità di offrire condizioni più favorevoli anche agli utenti elettrificati. In questo modo, il sostegno alla diffusione delle PdC potrebbe essere inserito in un quadro più ampio di protezione e accompagnamento alla transizione.
81. Accanto alla fiscalità e agli oneri, occorre intervenire su quelle componenti tariffarie che possono ostacolare l'adozione delle PdC. In particolare, merita attenzione la componente **Quota Potenza / Sigma 2 Trasporto**: il passaggio a una pompa di calore richiede spesso un aumento della **potenza impegnata**, che oggi può tradursi in un aggravio economico. Per questo si propone di mantenere **fisso l'importo totale** assunto come riferimento per **4,5 kW** anche per potenze comprese tra **6 e 10 kW**, esclusivamente in presenza di una nuova installazione di PdC elettrica. Si tratterebbe di una misura selettiva, in grado di rimuovere una barriera concreta all'elettrificazione domestica.

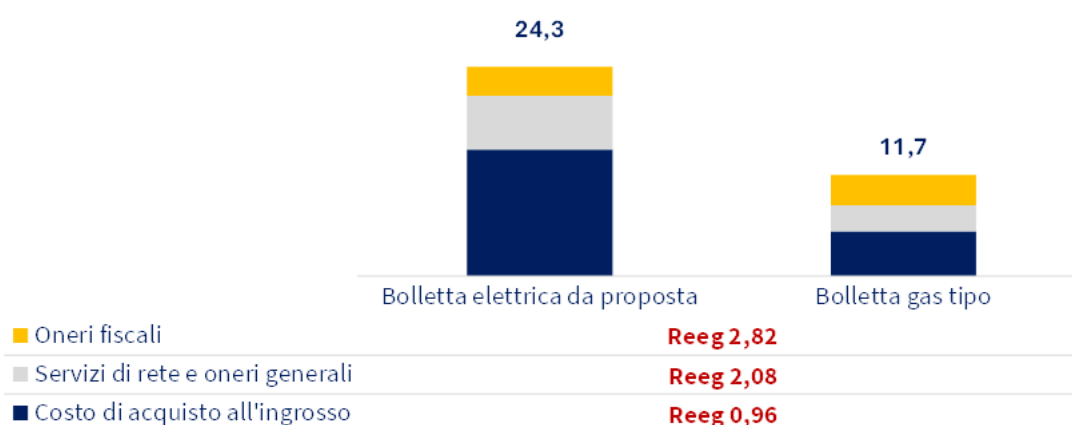


Figura 10. Bolletta elettrica da proposta e gas a confronto (c€/kWh), 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati ARERA, 2026.

82. **L'adozione delle misure sopra proposte** determinerebbe il raggiungimento di un **Reeg complessivo pari a 2,07**, per effetto della riduzione del Reeg nelle componenti **“servizi di rete e oneri generali”** (-7%) e **“oneri fiscali”** (-27%) rispetto ai risultati del confronto tra bollette tipo presentato nel capitolo precedente.

Offerte Luce&Gas dedicate agli utenti con pompe di calore: la leva commerciale per rendere conveniente l'elettrificazione

83. Il secondo piano di intervento riguarda il ruolo dei **venditori di energia**. Per accelerare la diffusione delle PdC **non basta correggere il quadro tariffario**: occorre anche che il mercato sviluppi offerte coerenti con i nuovi profili di consumo. In questa prospettiva, appare particolarmente rilevante la promozione di una formula “**Luce&Gas**” **dedicata agli utenti con pompa di calore**, nella quale il rapporto tra il prezzo dell'energia elettrica e quello del gas sia **stabilmente non superiore a 2**.

84. Una simile offerta dovrebbe avere alcune caratteristiche essenziali:

- **stabilità** del rapporto per almeno **24 mesi**, all'interno di una banda di oscillazione definita per contratto, così da dare certezza alle famiglie;
- **trasparenza** nella formazione del rapporto tra i due vettori; valorizzazione della **flessibilità della domanda**, attraverso soluzioni dedicate o *time-of-use*;
- struttura coerente con i profili di consumo tipici delle abitazioni elettrificate.

In altri termini, l'utente con PdC non dovrebbe essere trattato come un consumatore elettrico domestico *standard*, ma come un soggetto che contribuisce alla transizione energetica e all'efficienza del sistema.

85. Nel complesso, la proposta che emerge è duplice. Da un lato, intervenire verso **Governo e Autorità** per riequilibrare **accise, oneri generali di sistema e componenti tariffarie** che oggi penalizzano l'elettricità. Dall'altro, promuovere presso i **venditori** lo sviluppo di offerte dedicate che rendano il **Reeg pari a 2** un obiettivo concreto e stabile nel tempo. È in questa combinazione tra correttivi regolatori e innovazione commerciale che si colloca la leva più efficace per rendere la diffusione delle PdC più sostenibile, più efficiente e più coerente con gli obiettivi di **decarbonizzazione**.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- ARERA, *Relazione annuale 2025 sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, 2025.
- Commissione europea – Joint Research Centre (JRC), *Heat Pumps in the European Union – 2022 Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets*, ottobre 2022
- Commissione europea – Joint Research Centre (JRC), *Heat Pumps in the European Union – 2024 Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets*, 2024
- Commissione europea (DG CLIMA), *ETS2: buildings, road transport and additional sectors*, s.d.
- Commissione europea (DG EMPL), *Social Climate Fund*, s.d.
- Commissione europea (DG Energy), *Energy Performance of Buildings Directive*, s.d.
- Commissione europea (DG Energy), *Renewable Energy Directive – targets and rules*, novembre 2023
- Commissione europea, *Italy – Final updated NECP 2021–2030 (submitted in 2024)*, luglio 2024
- Commissione europea, *Raccomandazione (UE) 2023/2407 della Commissione del 20 ottobre 2023 sulla povertà energetica*, ottobre 2023
- Commissione europea, *REPowerEU – 3 years on*, maggio 2025
- ECCO, *Tassazione energetica e sussidi fossili in Italia. Policy briefing*, ottobre 2025.
- Ember, *Plugging heat in: smart policy can help electrify household heating in Europe*, dic 2025.
- Energy & Strategy Group, *Energy Efficiency Report 2025*, 2025.
- European Heat Pump Association (EHPA), *Energy and climate targets*, s.d.
- Gestore dei Servizi Energetici (GSE), *Applicazione Conto Termico 2.0 o 3.0 – Leggi le casistiche*, s.d.
- International Energy Agency (IEA), *The Future of Heat Pumps*, novembre 2022
- Lorenzo Vallecchi, *I costi elettrici che fermano il mercato delle pompe di calore*, dic 2025.
- Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), *Decreto 7 agosto 2025 – Incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili*, agosto 2025

- Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione europea, *Direttiva (UE) 2024/1275 del Parlamento europeo e del Consiglio del 24 aprile 2024 sulla prestazione energetica nell'edilizia (rifusione)*, aprile 2024
- Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione europea, *Direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 ottobre 2023 che modifica la direttiva (UE) 2018/2001, il regolamento (UE) 2018/1999 e la direttiva 98/70/CE...*, ottobre 2023
- Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione europea, *Direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 sull'efficienza energetica (rifusione) e che modifica il regolamento (UE) 2023/955*, settembre 2023
- Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione europea, *Regolamento (UE) 2024/1735 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 che istituisce un quadro di misure per rafforzare l'ecosistema manifatturiero europeo delle tecnologie a zero emissioni nette (Net-Zero Industry Act)*, giugno 2024
- Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione europea, *Regolamento (UE) 2024/573 del Parlamento europeo e del Consiglio del 7 febbraio 2024 sui gas fluorurati a effetto serra*, febbraio 2024
- Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione europea, *Regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024... per migliorare l'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione (Electricity market design)*, giugno 2024
- Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione europea, *Regolamento (UE) 2023/955 del Parlamento europeo e del Consiglio del 10 maggio 2023 che istituisce un Fondo sociale per il clima (Social Climate Fund)*, maggio 2023
- Repubblica Italiana, *Decreto legislativo 9 gennaio 2026, n. 5 – Attuazione della direttiva (UE) 2023/2413*, gennaio 2026
- TEHA Group, *Il ruolo delle pompe di calore in Italia: stato dell'arte e opportunità di sviluppo*, gennaio 2025
- TEHA Group, *Sicurezza e indipendenza energetica: la rete di trasmissione come leva per la competitività dell'Italia*, marzo 2026