

COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE SUGLI ORIENTAMENTI
relativi agli oneri di rete adeguati alle esigenze future per ridurre i costi del sistema energetico

(C/2026/126)

I. Introduzione

La rete elettrica europea è un pilastro fondamentale dell'economia europea. È la più interconnessa al mondo e coinvolge una miriade di processi e attori che lavorano senza soluzione di continuità per fornire energia elettrica sicura, a prezzi accessibili e sempre più non fossile, integrando nel contempo ampi volumi di energie rinnovabili nel mix energetico. La crescita della domanda di energia elettrica, la gli usi finali sempre più elettrificati e la diffusione accelerata delle energie rinnovabili richiedono cambiamenti per ottimizzare la struttura e la gestione delle reti elettriche. Nelle ore di grande produzione di energia da fonti rinnovabili, i prezzi bassi o negativi dell'energia elettrica, che hanno segnato un nuovo record lo scorso anno ⁽¹⁾, rispecchiano la necessità che il sistema sia più flessibile ed eviti riduzioni inefficienti, garantendo che l'energia sia utilizzata dove sono disponibili le fonti energetiche più economiche e quando è più efficiente sotto il profilo dei costi per l'intero sistema.

L'ampia diffusione delle energie rinnovabili (situate spesso dove le condizioni sono più favorevoli, non necessariamente nei pressi dei centri di domanda o dove la rete è già ben potenziata) deve essere sostenuta da un'integrazione efficiente nella rete. Ciò richiede investimenti significativi nelle reti elettriche. Investimenti pari a circa 730 miliardi di EUR per la distribuzione e a 477 miliardi di EUR per la trasmissione, compresi gli sviluppi della rete offshore, saranno probabilmente necessari fino al 2040 ⁽²⁾ per far progredire il mercato interno dell'energia ed espandere la capacità di rete. Questi investimenti saranno fondamentali per permettere la connessione di nuovi progetti di produzione di energia elettrica pulita che, in ultima analisi, consentono di ridurre il prezzo medio all'ingrosso dell'energia elettrica e sono necessari per conseguire gli obiettivi climatici europei. Una recente relazione dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) stima che i tassi di investimento annuali degli ultimi decenni potrebbero raddoppiare fino al 2050. Prevede inoltre che gli investimenti a livello di trasmissione rappresenteranno una quota inferiore (circa un terzo) rispetto alla distribuzione (circa due terzi) ⁽³⁾.

Ciò avrà un impatto diretto sugli oneri di rete, che negli ultimi anni hanno rappresentato tra il 24 % e il 29 % ⁽⁴⁾ della bolletta dell'energia elettrica per le famiglie. Sebbene si preveda una diminuzione della componente "energia" del prezzo, l'incidenza dei costi di rete sulle bollette dell'energia elettrica dovrebbe diventare ancor più importante. Sarà fondamentale strutturare gli oneri di rete in modo intelligente ed efficiente se si vuole aumentare l'efficienza delle infrastrutture per ottimizzare i costi complessivi del sistema, il che è essenziale per la competitività dell'UE e per garantire l'accessibilità economica dell'energia elettrica per i consumatori.

L'UE è impegnata a perseguire l'obiettivo della decarbonizzazione, migliorando nel contempo l'accessibilità economica dell'energia e la sicurezza energetica: lavorare su questi fronti è fondamentale per la competitività delle industrie europee, come indicato nel patto per l'industria pulita, che affronta anche la necessità di sostenere l'autonomia strategica, garantire catene di approvvigionamento vitali e mantenere la prosperità economica per l'industria dell'UE. Nell'ambito del patto per l'industria pulita, a febbraio la Commissione ha adottato il piano d'azione per un'energia a prezzi accessibili, che prevede otto azioni incisive volte a ridurre i costi dell'energia per i cittadini e le imprese, la maggior parte delle quali da realizzare a breve termine. Il piano d'azione ha esaminato i fattori che hanno determinato l'aumento dei prezzi dell'energia e ha individuato i costi di approvvigionamento energetico, la tassazione e i costi di rete e di sistema quali temi chiave da affrontare al fine di contribuire a ridurre le bollette dell'energia per i consumatori europei.

Per garantire che lo sviluppo necessario della rete elettrica avvenga nel modo più efficace sotto il profilo dei costi, esso deve andare di pari passo con l'uso ottimale delle infrastrutture.

L'impostazione metodologica degli oneri di rete ha un impatto notevole in tal senso, in quanto può fornire gli incentivi necessari affinché tutti gli utenti del sistema adeguino il loro comportamento in modo da contribuire a ridurre il costo complessivo del sistema.

⁽¹⁾ ACER (2025), "Key developments in European electricity and gas markets", https://www.acer.europa.eu/monitoring/MMR/electricity_gas_key_developments_2025.

⁽²⁾ Commissione europea, Direzione generale dell'Energia, Artelys, LBST, Trinomics, Finesso, A., et al., *Investment needs of European energy infrastructure to enable a decarbonised economy: final report*, Ufficio delle pubblicazioni dell'Unione europea, 2025.

⁽³⁾ ACER (2024), *Electricity infrastructure development to support a competitive and sustainable energy system*, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_2024_Monitoring_Electricity_Infrastructure.pdf.

⁽⁴⁾ ACER (2024), *Retail market Monitoring report*, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-CEER_2024_MMR_Retail.pdf.

La presente pubblicazione attua un'azione chiave (azione 1, lettera a)) del piano d'azione per un'energia a prezzi accessibili e fornisce orientamenti ai regolatori nazionali, responsabili dell'impostazione metodologica degli oneri di rete, su come conseguire al meglio questo obiettivo. Come indicato nel piano d'azione per un'energia a prezzi accessibili, la Commissione, dopo aver pubblicato questi orientamenti, può, se necessario, presentare una proposta legislativa vincolante sulle metodologie di tariffazione ⁽⁵⁾.

L'obiettivo dei presenti orientamenti è sostenere i regolatori nazionali nell'impostare metodologie di tariffazione che consentano di utilizzare al meglio l'infrastruttura di rete esistente e contribuiscano a ridurre al minimo gli investimenti supplementari necessari, aiutando in tal modo a rendere l'energia più economicamente accessibile. Raccomandano un cambiamento significativo nel modo in cui sono strutturati gli oneri di rete in linea con le esigenze di un sistema energetico decarbonizzato, promuovendo una maggiore partecipazione degli utenti attraverso la produzione decentrata di energia, l'integrazione del sistema energetico, lo stoccaggio, la flessibilità sul versante della domanda e la disponibilità di contatori intelligenti. Piuttosto che basarsi sul consumo complessivo, propongono metodi di calcolo più granulari che incentivino finanziariamente gli utenti della rete ad adeguare il proprio uso dell'energia o a orientarlo verso orari e luoghi caratterizzati dalla disponibilità delle fonti di energia più economiche e dalla massima efficienza di costo per il sistema energetico e i consumatori in generale, al fine di utilizzare al meglio l'infrastruttura di rete esistente e ridurre al minimo gli investimenti supplementari necessari. Questo avviene già per i prezzi dell'energia elettrica, grazie ai contratti con prezzo dinamico ampiamente disponibili negli Stati membri ⁽⁶⁾; gli oneri di rete, invece, sono generalmente ancora poco diversificati per orario o luogo di utilizzo ⁽⁷⁾.

Sebbene non offra una soluzione valida per tutti, il presente documento fornisce orientamenti agli Stati membri e alle autorità nazionali di regolazione per una serie di metodologie lungimiranti ed efficienti al fine di ottimizzare l'uso della rete esistente, contribuire ad ampliarla al minor costo e garantire una ripartizione degli oneri di rete che sia equa e commisurata ai costi, incoraggiando nel contempo la competitività europea, una maggiore elettrificazione e la decarbonizzazione. A tale riguardo, i contesti locali sono importanti, come il livello di elettrificazione o il profilo di generazione e di carico in una data zona, che determina la capacità degli utenti della rete di reagire agli incentivi. La riduzione dei costi complessivi del sistema apporterà benefici in futuro a tutti i consumatori, che siano famiglie o consumatori industriali.

II. Che cosa sono gli oneri di rete?

Gli oneri di rete sono i corrispettivi che gli utenti allacciati al sistema pagano per il servizio che rende possibile il trasporto dell'energia elettrica dal punto di produzione al luogo di utilizzo. Gli oneri consentono di recuperare i costi degli investimenti negli attivi della rete di trasmissione e distribuzione, nei contatori intelligenti, i costi di manutenzione e riparazione della rete esistente, dei servizi di gestione quotidiana del sistema nonché i costi dei gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione. I costi che possono essere recuperati mediante gli oneri di rete comprendono le spese in conto capitale per gli investimenti infrastrutturali (CapEx), le spese operative per la gestione quotidiana del sistema (OpEx), la remunerazione dei gestori del sistema, il costo delle perdite di rete, i costi del bilanciamento del sistema e dei servizi ausiliari, i costi di gestione della congestione e altri costi.

Gli oneri di rete hanno una struttura complessa, che deve tenere in equilibrio le diverse esigenze del sistema incoraggiando al tempo stesso decisioni pluriennali di investimento nella rete efficaci sotto il profilo dei costi e fornendo forti incentivi per tenere sotto controllo i costi operativi complessivi del sistema. Gli oneri di rete sono fissati per periodi regolatori (generalmente della durata di quattro o cinque anni), durante i quali l'autorità nazionale di regolazione determina il livello della remunerazione tariffaria (ossia i ricavi consentiti per i gestori del sistema) e le metodologie di tariffazione, che stabiliscono gli incentivi per i gestori del sistema e le modalità di ripartizione dei costi totali tra gli utenti della rete sotto forma di oneri di rete. Questo ciclo di regolazione garantisce stabilità, mentre gli adeguamenti di metà periodo o le revisioni annuali sono spesso utilizzati per garantire che i livelli dei ricavi consentiti per i gestori del sistema e i livelli degli oneri di rete siano coerenti con le azioni che devono prendere i gestori del sistema per gestire eventuali mutamenti di circostanze.

⁽⁵⁾ Ciò non pregiudica la competenza esclusiva della Corte di giustizia dell'Unione europea di fornire un'interpretazione vincolante del diritto dell'Unione.

⁽⁶⁾ L'articolo 11 della direttiva (UE) 2019/944 sull'energia elettrica prevede che i consumatori abbiano accesso a contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica.

⁽⁷⁾ L'ACER (2025) indica che è possibile migliorare notevolmente l'applicazione degli elementi di differenziazione per fascia oraria agli oneri di trasmissione e distribuzione, sottolineandone l'importanza alla luce della penetrazione crescente della produzione distribuita e delle risorse flessibili (ad esempio batterie, riscaldamento elettrico e veicoli elettrici). <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Reports/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>.

III. Quadro giuridico

a. Competenza delle autorità nazionali di regolazione indipendenti

Ai sensi della normativa dell'UE, la concezione degli oneri di rete spetta alle autorità nazionali di regolazione indipendenti⁽⁸⁾. Esse hanno infatti il compito di *"stabilire o approvare, in base a criteri trasparenti, tariffe di trasmissione o distribuzione o le relative metodologie di calcolo, o entrambe"*⁽⁹⁾. Gli Stati membri sono tenuti a garantire l'indipendenza dell'autorità nazionale di regolazione e a provvedere affinché essa eserciti i suoi poteri con imparzialità e trasparenza. A tal fine, l'autorità nazionale di regolazione deve essere giuridicamente distinta e funzionalmente indipendente da altri soggetti pubblici o privati, agire in maniera indipendente da qualsiasi interesse commerciale e prendere decisioni autonome, in maniera indipendente da qualsiasi organo politico⁽¹⁰⁾. L'indipendenza delle autorità nazionali di regolazione dai governi e dai parlamenti nazionali in relazione all'esercizio delle loro competenze di tariffazione è stata verificata e confermata dalla Corte di giustizia europea ("Corte").

La Corte ha costantemente dichiarato che le autorità nazionali di regolazione adottano le loro decisioni in modo autonomo, sulla sola base dell'interesse pubblico, così da garantire il rispetto degli obiettivi perseguiti dal regolamento⁽¹¹⁾ e dalla direttiva Energia elettrica⁽¹²⁾, senza essere soggette a istruzioni esterne dettate da altri organi pubblici o privati.

La Corte ha dichiarato che il compito basilare delle autorità nazionali di regolazione di stabilire e approvare le metodologie di tariffazione **non deve essere soggetto a un intervento esterno**. Infatti l'intervento del governo, del parlamento, in particolare nelle forme legislative, e di altri enti pubblici diversi dalle autorità nazionali di regolazione si limita a ribadire i principi generali sanciti dalla direttiva e dal regolamento Energia elettrica e a stabilire orientamenti di politica generale, nella misura in cui non riguardano il catalogo delle competenze fondamentali delle autorità nazionali di regolazione definite nella direttiva Energia elettrica. Questo è stato stabilito in sentenze relative alla Germania nel 2021⁽¹³⁾, al Belgio⁽¹⁴⁾ e alla Slovacchia nel 2020⁽¹⁵⁾.

La Corte ha inoltre dichiarato che il governo **non può nominare o revocare la leadership dell'autorità nazionale di regolazione a causa di un disaccordo sul contenuto della metodologia di tariffazione**⁽¹⁶⁾.

È importante altresì osservare che la fissazione degli oneri è un compito complesso ed è fondamentale che gli Stati membri provvedano affinché le autorità nazionali di regolazione dispongano di risorse adeguate. La direttiva Energia elettrica impone allo Stato membro di garantire che l'autorità nazionale di regolazione disponga di *"tutte le risorse umane e finanziarie necessarie"*⁽¹⁷⁾ per svolgere adeguatamente i propri compiti di fissazione degli oneri, conformemente alla legislazione dell'UE. Può accadere che in alcuni Stati membri le autorità nazionali di regolazione, dopo che i gestori di sistema hanno proposto i propri oneri, non dispongano delle risorse necessarie per esaminarne pienamente i dettagli e migliorare la metodologia.

Trattasi di una questione che tutti gli Stati membri dovrebbero esaminare a livello nazionale, mentre la Commissione garantirà che il diritto nazionale tuteli e salvaguardi l'indipendenza dei regolatori nazionali nell'impostazione metodologica degli oneri di rete.

⁽⁸⁾ Nella relazione dell'ACER la fissazione delle tariffe è descritta come un processo che si articola in tre fasi: in primo luogo, si determinano i ricavi consentiti o previsti dei gestori dei sistemi, compreso il metodo di remunerazione per i costi sostenuti dai gestori dei sistemi di trasmissione (TSO) o di distribuzione (DSO); in secondo luogo, si definisce la struttura tariffaria; in terzo luogo, si attribuiscono i costi/ricavi a ciascuna voce della struttura tariffaria (ossia gli oneri pagati dagli utenti della rete). Cfr. relazione 2025 dell'ACER sulle pratiche di tariffazione, pagg. 71-72.

⁽⁹⁾ Articolo 59, paragrafo 1, lettera a), della direttiva Energia elettrica. Nella sezione 6.2 della sua relazione sulle pratiche di tariffazione di rete (2025), l'ACER fa riferimento agli svantaggi della pubblicazione delle informazioni tariffarie e fornisce un elenco di raccomandazioni da seguire per rafforzare gli obblighi di trasparenza (articolo 18 del regolamento Energia elettrica).

⁽¹⁰⁾ Articolo 57 della direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica.

⁽¹¹⁾ Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica ("regolamento Energia elettrica").

⁽¹²⁾ Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE ("direttiva Energia elettrica").

⁽¹³⁾ Sentenza del 2 settembre 2021, Commissione europea/Repubblica federale di Germania, C-718/18.

⁽¹⁴⁾ Sentenza del 3 dicembre 2020, Commissione europea/Regno del Belgio, C-767/19.

⁽¹⁵⁾ Sentenza dell'11 giugno 2020, Commissione europea/Prezident Slovenskej republiky, C-378/19.

⁽¹⁶⁾ Nella sentenza dell'11 giugno 2020 nella causa C-378/19 (Commissione europea contro Prezident Slovenskej republiky), la Corte ha rilevato che *"il potere di nomina e di revoca del comitato dell'autorità nazionale di regolamentazione o, in mancanza di un comitato, del personale direttivo superiore di tale autorità deve essere inquadrato rigorosamente dalla legge ed essere esercitato sulla base di criteri oggettivi, chiaramente e tassativamente enumerati, e verificabili"*. Inoltre, il *"potere di nomina e di revoca deve [...] essere esercitato in modo da garantire l'indipendenza di tale autorità"*.

⁽¹⁷⁾ Articolo 57, paragrafo 5, lettera b), della direttiva Energia elettrica.

b. Principi di concezione degli oneri di rete

Come indicato in precedenza, spetta all'autorità nazionale di regolazione stabilire il regime tariffario. Tuttavia ciò è sottoposto a limiti nella legislazione dell'UE. I principi per lo sviluppo degli oneri di rete sono stabiliti nel regolamento Energia elettrica, comprese le successive modifiche di cui al pacchetto di riforma dell'assetto del mercato dell'energia elettrica⁽¹⁸⁾. Un principio di base sancito dall'articolo 18 del regolamento Energia elettrica è che gli oneri di rete siano **correlati ai costi e incoraggino l'uso efficiente della rete esistente** fornendo segnali di prezzo agli utenti della rete affinché adattino il loro comportamento. Conformemente al regolamento, gli oneri di rete devono essere *"correlati ai costi, trasparenti, [tenere] conto della necessità di garantire la sicurezza della rete e la sua flessibilità e [dare] riscontro ai costi effettivi sostenuti"*. Inoltre il regime tariffario dovrebbe sostenere *"l'efficienza globale del sistema"*, trasmettere *"segnali di prezzo ai clienti e ai produttori"* e *"segnali differenziati per località a livello di Unione"* e tenere conto *"dell'entità delle perdite di rete e della congestione causate e dei costi di investimento nell'infrastruttura"*⁽¹⁹⁾.

Ulteriori principi per la concezione degli oneri confermano la presa d'atto da parte dei legislatori della crescente necessità di offrire **incentivi per aumentare la flessibilità e la reattività del comportamento degli utenti della rete**. Ad esempio, l'articolo 18, paragrafo 2, del regolamento Energia elettrica impone la fornitura di incentivi adeguati a breve e lungo termine, compresi investimenti ex ante⁽²⁰⁾ per promuovere l'integrazione delle energie rinnovabili, la flessibilità, le soluzioni di ottimizzazione per le reti esistenti, la gestione della domanda e per contribuire agli obiettivi dei piani nazionali per l'energia e il clima.

Per sostenere le autorità nazionali di regolazione nella concezione nazionale del regime tariffario e attenuare i rischi di frammentazione del mercato, l'ACER elabora ogni due anni una relazione sulle metodologie di tariffazione per la trasmissione e la distribuzione. La relazione più recente, pubblicata il 26 marzo 2025⁽²¹⁾, mette in evidenza le migliori pratiche e contiene raccomandazioni per le autorità nazionali di regolazione. Le autorità nazionali di regolazione dovrebbero tenere conto di tali relazioni nel loro lavoro, pur considerando anche le specificità nazionali. I presenti orientamenti si basano pertanto anche sulle osservazioni dell'ACER.

La normativa impone che gli oneri di rete siano **trasparenti**, tengano conto della necessità di garantire la **sicurezza della rete e la sua flessibilità e diano riscontro ai costi effettivi sostenuti**, purché questi corrispondano a quelli di un gestore di rete efficiente e comparabile dal punto di vista strutturale, e siano stati applicati in modo non discriminatorio. Tali oneri non devono includere costi non correlati a sostegno di altri obiettivi politici⁽²²⁾.

Tradizionalmente, i regimi tariffari per le reti elettriche si sono suddivisi tra CapEx e OpEx nell'ambito di controlli regolamentari dei prezzi, con una forte distorsione delle CapEx a favore degli investimenti nelle infrastrutture, tipicamente regolamentate da un determinato tasso di rendimento atteso degli investimenti. Tuttavia tale approccio deve essere aggiornato affinché sia adeguato alla politica generale di decarbonizzazione e di maggiore elettrificazione, unitamente al decentramento della produzione di energia. Nel 2024 l'articolo 18 del regolamento Energia elettrica è stato aggiornato per tenerne conto. Il regolamento richiede ora un **approccio basato sulle spese totali**, in virtù del quale le tariffe dovrebbero *"[riflettere] i costi fissi dei gestori dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di distribuzione e [tenere] conto sia delle spese in conto capitale sia delle spese operative per fornire incentivi adeguati ai gestori dei sistemi di trasmissione e ai gestori dei sistemi di distribuzione, sia a breve che a lungo termine, compresi gli investimenti ex ante, al fine di migliorare l'efficienza, compresa l'efficienza energetica"*. In tal modo le metodologie tariffarie dovrebbero incoraggiare una riflessione olistica sulle esigenze del sistema e sulle soluzioni più efficienti per soddisfare le stesse⁽²³⁾. Questo approccio può consentire alle autorità nazionali di regolazione di incentivare i TSO, i DSO e i partecipanti del mercato a investire in sistemi efficienti sotto il profilo dei costi che garantiscano la flessibilità e l'uso ottimale della rete, allontanandosi quindi da un approccio più tradizionale di costruzione della rete⁽²⁴⁾.

⁽¹⁸⁾ Regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, che modifica i regolamenti (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione e direttiva UE 2024/1711 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, che modifica le direttive (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione.

⁽¹⁹⁾ Articolo 18, paragrafi da 1 a 3, del regolamento Energia elettrica.

⁽²⁰⁾ Comunicazione della Commissione relativa a orientamenti sugli investimenti ex ante per lo sviluppo di reti elettriche orientate al futuro (2025).

⁽²¹⁾ 2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf.

⁽²²⁾ Articolo 18, paragrafi 1 e 2, del regolamento Energia elettrica.

⁽²³⁾ Al fine di promuovere l'innovazione ed eliminare la distorsione delle CapEx a favore degli investimenti nelle reti, il progetto di assistenza normativa (Regulatory Assistance Project - RAP) raccomanda di consentire il recupero dei costi con un tetto massimo ai ricavi sulla base delle spese totali e di ricompensare i gestori dei sistemi per specifici risultati prestazionali che promuovono la transizione energetica al fine di incentivare l'innovazione delle reti.

"Incentivising Network Innovation" – RAP Blueprint.

⁽²⁴⁾ ACER, *Unlocking flexibility: No-regret actions to remove barriers to demand response* (azione n. 12).
"A new approach for a changing world" | Frontier Economics.

Inoltre l'articolo 6 bis della direttiva Energia elettrica ⁽²⁵⁾ mira ad affrontare la sfida della scarsa capacità di rete che riguarda molti Stati membri ⁽²⁶⁾. In alcuni Stati membri, una volta che la rete ha raggiunto una certa quantità di capacità connessa, non è possibile aumentare le connessioni a meno che gli utenti della rete non accettino di adattare il proprio comportamento in modo funzionale al sistema, aumentando così la capacità di connessione locale. In tali circostanze, lo stoccaggio e la flessibilità della domanda potrebbero essere utilizzati per alleviare la pressione sulla rete aumentando il consumo della produzione locale nei momenti e nei luoghi in cui la rete locale è altamente congestionata, e fornendo energia elettrica fuori picco e quando la capacità di rete è disponibile.

L'articolo 6 bis stabilisce pertanto che l'autorità nazionale di regolazione dovrebbe elaborare un quadro che consenta ai TSO e ai DSO di offrire la possibilità di stabilire accordi di connessione flessibile ⁽²⁷⁾ nelle zone in cui la capacità di rete disponibile per nuove connessioni è limitata o nulla. L'obiettivo è bilanciare la sicurezza operativa con la necessità di consentire connessioni per nuovi utenti della rete, il che può essere utile in un sistema congestionato. La pratica di offrire connessioni flessibili esiste già in alcuni Stati membri, ma diventerà imperativa in tutta l'UE. Tale pratica non dovrebbe ritardare i necessari rafforzamenti della rete e l'articolo 6 bis stabilisce altresì che dovrebbe essere garantita la conversione ad accordi di connessione continua una volta sviluppata la rete sulla base di criteri stabiliti. Per le zone in cui l'autorità nazionale di regolazione o un'altra autorità competente ritiene che lo sviluppo della rete non sia la soluzione più efficiente in termini di costi, è opportuno comunque consentire accordi di connessione flessibile come soluzione permanente, anche per lo stoccaggio di energia. Poiché questi tipi di accordi di connessione non offrono un accesso illimitato alla rete, gli oneri di rete applicati agli utenti con questi tipi di connessioni dovrebbero riflettere tale circostanza.

Pratiche correnti negli Stati membri: Paesi Bassi

La maggior parte dei paesi prevede una certa flessibilità per gli utenti della rete nell'ambito di regimi di accordi di connessione flessibile, stabilendo anche condizioni per limitare l'energia immessa o ritirata dalla rete. Gli accordi di connessione flessibile sono solitamente offerti su base volontaria con l'obiettivo di sostenere il bilanciamento del sistema, ridurre i picchi del sistema e la necessità di immissioni nella rete. I **Paesi Bassi** offrono tre tipi di accordi di connessione flessibile: accordi di flessibilità piena; accordi di disponibilità minima; accordi basati su fasce orarie. Gli accordi di flessibilità piena sono disponibili a livello di distribuzione e trasmissione solo nelle aree congestionate. Gli utenti con cui sono sottoscritti tali accordi pagano unicamente una tariffa per il loro picco di consumo mensile anziché per la capacità contrattuale. Gli accordi di disponibilità minima sono offerti sulla rete di trasmissione all'interno e all'esterno delle aree congestionate. Gli utenti non possono aumentare il loro picco di consumo effettivo, anche in caso di capacità disponibile, e la capacità contrattuale è garantita per l'85 % del tempo. Questi utenti pagano una tariffa per il loro picco di consumo mensile ma non per la capacità contrattuale. Gli accordi basati su fasce orarie sono disponibili sulle reti di distribuzione all'interno e all'esterno delle aree congestionate e danno accesso alla capacità di rete durante fasce orarie contrattuali. Gli utenti pagano parte della tariffa per la capacità contrattuale oltre a una tariffa per il loro picco di consumo mensile.

Tali modalità flessibili sono state introdotte a causa della crescente congestione in diverse aree della rete nei Paesi Bassi e consentono ai nuovi utenti della rete di ottenere quantomeno un accesso parziale alla rete, oltre ad incentivare gli attuali utenti della rete a liberare capacità modificando i loro accordi di connessione.

Infine, per riconoscere il ruolo mutevole dei sistemi di distribuzione (la maggior parte dei nuovi progetti in materia di energie rinnovabili è connessa a livello di distribuzione), il regolamento stabilisce che gli oneri di rete non dovrebbero operare discriminazioni tra la produzione connessa a livello di distribuzione e quella connessa a livello di trasmissione. Posto che il regolamento (UE) n. 838/2010 della Commissione detta limiti agli oneri di rete che possono essere applicati ai produttori a livello di trasmissione, è utile chiarire in che modo tali regolamenti dovrebbero essere letti congiuntamente. Dato il principio di non discriminazione sancito dal regolamento Energia elettrica, la Commissione ritiene che le forbici di cui al regolamento n. 838/2010 dovrebbero costituire il punto di partenza per calcolare gli oneri di rete da applicare ai produttori a livello di distribuzione. Il principio secondo cui gli oneri di rete devono rispecchiare i costi non significa che essi debbano essere identici. La presenza di oneri differenti potrebbe essere giustificata da costi di sistema ridotti o supplementari dovuti alla connessione a livello di distribuzione.

⁽²⁵⁾ Direttiva (UE) 2024/1711 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, che modifica le direttive (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione.

⁽²⁶⁾ Come annunciato nel piano d'azione industriale per il settore automobilistico europeo e nel piano d'azione europeo per la siderurgia e la metallurgia (2025), nel quarto trimestre del 2025 la Commissione europea presenterà orientamenti sulla gestione delle connessioni alla rete.

⁽²⁷⁾ Connessioni per le quali non è garantito che queste siano in grado di esportare o importare la piena potenza necessaria in qualsiasi momento.

IV. Verso una concezione più efficiente degli oneri di rete

I sistemi energetici europei stanno affrontando un cambiamento di paradigma. In passato, un'ampia produzione centralizzata e dispatchabile copriva la domanda di carichi prevedibili. Tuttavia il sistema energetico attualmente presenta quote maggiori di energia elettrica da fonti rinnovabili decentrate e intermittenti e la domanda di energia elettrica dovrebbe aumentare ⁽²⁸⁾ con la decarbonizzazione e l'elettrificazione di nuovi settori dell'economia. La rete elettrica sta inoltre affrontando cambiamenti nei modelli dei flussi di energia elettrica dovuti a un'elevata concentrazione di energia rinnovabile in alcune zone della rete e a una maggiore produzione distribuita a livello domestico (ad esempio, il solare sui tetti). In tale contesto, anche il ruolo della rete elettrica e degli oneri sottostanti sta evolvendo. Gli oneri di rete possono orientare gli investimenti e influire sul comportamento degli utenti già collegati alla rete; possono inoltre incoraggiare o scoraggiare la flessibilità necessaria per ridurre al minimo i costi del sistema. Pertanto, sebbene siano tesi principalmente al recupero dei costi, gli oneri di rete possono anche fornire incentivi significativi sia ai gestori dei sistemi che agli utenti per conseguire determinati obiettivi.

Per quanto riguarda i **segnali differenziati per località**, l'aumento della produzione decentrata da fonti rinnovabili e da altre fonti ha implicazioni per i costi complessivi del sistema, in particolare a livello di distribuzione ⁽²⁹⁾. Pertanto una concezione più intelligente degli oneri di rete, che preveda incentivi adeguati, può contribuire a orientare gli investimenti verso una produzione più vicina alla domanda (e viceversa) o nei luoghi in cui esiste già una capacità di rete (ad esempio nei luoghi in cui è in corso lo smantellamento di centrali elettriche a combustibili fossili o in cui vi era in passato una grande domanda industriale), garantire un utilizzo della rete funzionale alla rete stessa e quindi contribuire, nel tempo, a ridurre i costi di congestione e il fabbisogno complessivo di investimenti nonché a contenere i costi di rete per tutti gli utenti. Può inoltre contribuire a orientare gli investimenti verso le soluzioni di flessibilità non fossili, come lo stoccaggio e la gestione della domanda, al fine di localizzare tali soluzioni, ad esempio nei pressi delle zone caratterizzate da una significativa produzione di energia da fonti rinnovabili intermittenti. Insieme ad altre misure, i segnali differenziati per località nella struttura degli oneri di rete possono rafforzare la percezione dei segnali di investimento differenziati per località per gli utenti della rete e quindi migliorare l'efficacia in termini di costi.

Il principio di rappresentatività dei costi deve tenere presenti le **crescenti esigenze di flessibilità** del sistema, affinché la ripartizione dei costi di rete tra gli utenti rifletta equamente quanto ognuno di essi grava economicamente sul sistema o lo sostiene. In caso contrario, le autorità nazionali di regolazione rischiano di non tenere debitamente conto dei costi effettivi generati dagli utenti per la rete, portando all'addebito di tali costi di rete ad altri. A titolo illustrativo, le esigenze di flessibilità saranno più che raddoppiate rispetto ai livelli attuali entro il 2030 e sette volte maggiori entro il 2050 ⁽³⁰⁾. Gli oneri di rete possono svolgere un ruolo inestimabile in un ambito chiave quale quello della **riduzione dei picchi di domanda**. Le reti elettriche sono generalmente dimensionate in modo da essere in grado di rispondere ai picchi di domanda; eventuali incentivi a contenerli attraverso oneri di rete per i consumatori di energia comportano una riduzione degli investimenti nel sistema energetico per poter finanziare detti incentivi.

Gli oneri di rete, unitamente alla componente energetica della bolletta dell'energia elettrica, possono costituire un incentivo ad adeguare il proprio comportamento di utilizzo della rete. I corrispettivi di capacità e le tariffe dinamiche (energia e rete) possono incoraggiare l'uso della rete nei periodi non di punta in cui è disponibile una notevole capacità ⁽³¹⁾. Pertanto le tariffe dinamiche possono contribuire a soddisfare le esigenze di flessibilità e quindi limitare la necessità di altre misure onerose come l'appalto di servizi di flessibilità ⁽³²⁾. Possono contribuire a ridurre in parte le esigenze di ampliamento della rete e, di conseguenza, gli oneri di rete pagati dai consumatori in bolletta; al contempo, possono ridurre direttamente le bollette per quei consumatori che sono in grado di usare l'energia elettrica in modo più flessibile.

Una considerazione fondamentale per le autorità nazionali di regolazione è la complessità della progettazione. Le metodologie di tariffazione devono incentivare comportamenti volti a ridurre i costi del sistema, ma devono anche essere sufficientemente comprensibili e prevedibili per i consumatori affinché questi siano in grado di reagire ai segnali di prezzo. La capacità di reazione potrebbe non essere la stessa per tutti gli utenti della rete, a seconda del loro profilo, ma con l'ulteriore penetrazione delle risorse elettrificate (ad esempio batterie, riscaldamento elettrico e veicoli elettrici), l'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti e le capacità di automazione rese possibili da un solido quadro di aggregatori, la capacità degli utenti della rete di rispondere ai segnali di differenziazione oraria dovrebbe aumentare significativamente nel tempo. Per quanto riguarda le nuove tecnologie e i nuovi utenti della rete, come i veicoli elettrici e le comunità energetiche, la relazione dell'ACER del 2025 ⁽³³⁾ fornisce maggiori dettagli sui possibili approcci alla struttura tariffaria in questo settore oltre ad alcuni esempi di prassi degli Stati membri.

⁽²⁸⁾ Il consumo di energia elettrica nell'UE dovrebbe aumentare di circa il 60 % entro il 2030 (piano d'azione dell'UE per accelerare la diffusione delle reti elettriche, 2023).

⁽²⁹⁾ Tra il 60 e il 90 % delle nuove connessioni è a livello di distribuzione (valutazione d'impatto del pacchetto Energia pulita, 2016).

⁽³⁰⁾ JRC (2023), *Flexibility requirements and the role of storage in future European power systems*.

⁽³¹⁾ È importante sottolineare che è disponibile una capacità significativa sulle reti di distribuzione al di fuori dei periodi di picco: l'utilizzo medio della rete a bassa tensione nell'UE è compreso tra il 2 e il 21 %. JRC (2018) *DSO Observatory*.

⁽³²⁾ Le tariffe dinamiche incoraggiano un cambiamento implicito nel comportamento dei consumatori, mentre l'appalto di servizi di flessibilità comporta un cambiamento comportamentale esplicito attraverso accordi contrattuali.

⁽³³⁾ ACER (2025), <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>.

L'incapacità di reagire ai segnali di prezzo (ad esempio la mancanza di contatori intelligenti) ostacola la possibilità di cogliere tutti i vantaggi di un regime tariffario più efficiente e impone pertanto di adottare un approccio equilibrato e globale alla gestione del cambiamento. Le metodologie di tariffazione dovrebbero, se del caso, riconoscere le attuali limitazioni della capacità consentendo agli utenti di aderire volontariamente a determinati elementi oppure prevedendo una transizione più graduale nel tempo che sia ben comunicata a tutti e che dia agli utenti la possibilità di adeguarsi. Da ultimo, ma non meno importante, la fissazione di oneri di rete prevedibili, in cui i livelli dei prezzi e/o i periodi di picco, o la metodologia per la loro determinazione, sono definiti in modo trasparente e sufficientemente in anticipo, sono importanti per sfruttare appieno il potenziale di flessibilità dei consumatori.

Per quanto riguarda i **contatori intelligenti**, sebbene la loro diffusione sia un fattore chiave per modificare il comportamento dei consumatori, non è l'unico prerequisito per liberare appieno il potenziale di una struttura tariffaria più dinamica e commisurata ai costi. Dal punto di vista tecnico, la digitalizzazione della rete è fondamentale anche per aumentarne l'efficienza e consentire l'adattabilità in funzione dell'emergere di nuovi modelli di produzione e di consumo sulla rete. A tal fine, una regolamentazione basata sugli incentivi può indurre i gestori dei sistemi ad attuare le modifiche fondamentali necessarie.

Per quanto riguarda l'**aggregazione sul versante della domanda**, il quadro degli aggregatori negli Stati membri dovrebbe essere attuato completamente per sfruttare appieno il potenziale di mercato. Gli aggregatori, che operano per loro conto, possono ridurre la percezione della complessità per i consumatori. Il loro modello aziendale può promuovere una più rapida adozione di soluzioni automatizzate e flessibili affinché la rete sia utilizzata nel modo più efficace sotto il profilo dei costi, senza imporre oneri eccessivi ai consumatori.

Infine, si registrano cambiamenti nell'impostazione metodologica degli oneri di rete nel contesto politico più ampio in cui la competitività industriale e la decarbonizzazione emergono come priorità di fronte alla crescente concorrenza globale. L'evoluzione della struttura tariffaria dovrebbe pertanto rispecchiare il punto di partenza dei settori economici interessati, sostenere la diffusione dell'energia pulita e garantire un adeguato regime di incentivi che promuovano cambiamenti comportamentali evitando nel contempo costi eccessivi.

V. Benefici attesi

I benefici complessivi attesi da tale cambiamento sono molto significativi: riduzione dei costi di gestione della rete, riduzione della congestione inefficiente, miglioramento della capacità di assorbire quote più elevate di produzione di energia da fonti rinnovabili, se del caso, e riduzione della necessità complessiva di rafforzamenti della rete.

Ad esempio, una recente relazione pubblicata dal governo olandese ha stimato a 195 miliardi di EUR le esigenze di investimento totali fino al 2040 per l'energia elettrica nei Paesi Bassi, ma, aspetto importante, mostra anche che un migliore utilizzo della rete potrebbe ridurre gli investimenti cumulativi fino a 22,5 miliardi di EUR nei soli Paesi Bassi ⁽³⁴⁾. Effetti analoghi sono stati osservati anche in altri Stati membri, dove la definizione di oneri di rete che rispecchiano maggiormente i costi ha ridotto in modo significativo il consumo nei periodi di picco e di conseguenza il potenziamento necessario della rete elettrica.

In effetti, in uno studio incentrato sulla Germania, Agora Energiewende ha modellizzato il modo in cui la definizione di tariffe dinamiche, compresi gli oneri dinamici di rete, può attivare efficacemente la flessibilità sul versante della domanda delle famiglie ⁽³⁵⁾. Dallo studio è emerso che è possibile trasferire oltre 100 TWh di carico per giungere al soddisfacimento del fabbisogno delle famiglie nel 2035. Ciò rappresenta oltre il 10 % del consumo totale annuo di energia elettrica, circa la metà del consumo domestico di energia elettrica, e supera le precedenti aspettative riguardo al potenziale di flessibilità disponibile sul versante della domanda. Lo studio ha inoltre rilevato che, riducendo il carico sulla rete a bassa tensione e di conseguenza la necessità di espansione, i costi supplementari per l'ampliamento della rete dovuti all'integrazione della domanda flessibile (veicoli elettrici, pompe di calore e stoccaggio domestico) quasi si dimezzano, passando da 10,5 a 5,8 miliardi di EUR. Tutti i clienti di energia elettrica, a loro volta, beneficiano di costi di rete ridotti, in particolare quelli che contribuiscono a sostenere l'integrazione del sistema.

I vantaggi derivanti dall'attivazione della flessibilità sul versante della domanda possono portare a risparmi ulteriori significativi nonché a un minor ampliamento della rete. Lo stesso studio di Agora Energiewende ha rilevato che in Germania il ricorso alla flessibilità sul versante della domanda è nove volte meno costoso delle alternative sul versante della produzione. Se il potenziale di flessibilità dei veicoli elettrici, delle pompe di calore e dei sistemi domestici di stoccaggio dell'energia è utilizzato in modo intelligente, si può ridurre notevolmente il fabbisogno di flessibilità sul versante della produzione da parte di fonti quali le centrali elettriche alimentate a gas e le batterie di grandi dimensioni, con risparmi attesi pari a 5,4 miliardi di EUR per la Germania nel 2035.

⁽³⁴⁾ <https://open.overheid.nl/documenten/e914cc94-ffcd-42dd-9989-bf7c3fdd44f9/file>.

⁽³⁵⁾ Agora Energiewende e Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2023), *The benefits of energy flexibility at home* https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_326_energy_flexibility_at_home_WEB.pdf.

Anche i benefici individuali attesi dalle modifiche tariffarie per le diverse categorie di utenti e per i diversi tipi di tecnologie sono stati oggetto di analisi. Da una relazione commissionata da SmartEN⁽³⁶⁾ è emerso che quanto più gli oneri di rete rispecchiano i costi, tanto più è lento il tasso di crescita del carico di punta aggregato (e quindi il necessario ampliamento della rete), anche in presenza di livelli crescenti di elettrificazione. Nell'ipotesi di un tasso elevato di adozione dei veicoli elettrici, una struttura tariffaria adeguata alle esigenze future può apportare diversi livelli di benefici che, secondo tale studio, potrebbero ridurre del 23,7 % l'aumento del carico di punta (e il corrispondente dimensionamento della rete) utilizzando una tariffa volumetrica dinamica; in altre parole, più è intelligente la tariffa, maggiori sono i benefici⁽³⁷⁾.

VI. Elementi di concezione specifici

a. Interazione tra oneri di trasmissione e distribuzione

Le reti elettriche prevedono l'applicazione di oneri di trasmissione e di oneri di distribuzione, con la quota di questi ultimi che tende ad essere molto superiore a quella degli oneri di trasmissione in termini di costi complessivi. Ad esempio, nel 2023 l'importo complessivo degli oneri di trasmissione nell'UE è stato di circa 20 miliardi di EUR, mentre quello degli oneri di distribuzione è stato di circa 60 miliardi di EUR⁽³⁸⁾. È fondamentale rilevare tutti i costi e la pratica dell'uso dei costi a cascata è applicata in tutti gli Stati membri dell'UE dall'alto verso il basso, vale a dire da tensioni elevate a tensioni inferiori. L'uso dei costi a cascata significa che gli utenti della rete pagano i costi del livello di tensione della loro connessione nonché i costi relativi ad altri livelli di tensione da questi eventualmente utilizzati. Ciò spiega perché gli oneri di distribuzione sono più elevati: i clienti del sistema di distribuzione pagano per la rete a cui sono connessi (le reti di distribuzione tendono a essere più lunghe e più dense) e per le reti a più alta tensione che confluiscono nella rete di distribuzione. I costi di trasmissione possono figurare esplicitamente nella bolletta del cliente come onere di trasmissione oppure possono essere inclusi implicitamente nell'onere di distribuzione.

Seppure questo modello fosse logico per i sistemi elettrici in cui l'energia elettrica fluisce da generatori a un livello di tensione più elevato a utenze a bassa tensione, è meno idoneo per una nuova realtà in cui maggiori livelli di produzione sono connessi a livello di distribuzione⁽³⁹⁾. Già nel 2016 l'analisi della Commissione indicava che tra il 60 e il 90 % delle nuove connessioni in tutta l'UE era a livello di distribuzione⁽⁴⁰⁾ e uno studio di Eurelectric⁽⁴¹⁾ del 2024 ha stimato che, entro il 2030, il 70 % delle energie rinnovabili dovrebbe essere connesso alle reti di distribuzione. Al contempo la concentrazione di grandi impianti di energia rinnovabile in zone con risorse elevate fa sorgere la necessità di rafforzare il sistema di trasmissione per convogliare tale produzione verso i consumatori presenti in altre zone. Questa complessa tendenza richiede un'attenta considerazione da parte delle autorità nazionali di regolazione nel contesto della correlazione degli oneri ai costi. Le autorità nazionali di regolazione potrebbero prendere in considerazione la possibilità di modificare il modo in cui applicano costi a cascata tenuto conto del fatto che oggi la produzione è sempre più connessa al sistema di distribuzione. Le autorità nazionali di regolazione dovrebbero coordinarsi nello sviluppo di nuovi approcci a questa tendenza.

Sebbene l'uso dei costi a cascata possa ancora essere giustificato, un approccio più sofisticato potrebbe garantire una migliore correlazione ai costi man mano che la produzione si diffonde nelle reti di distribuzione, anche a bassi livelli di tensione. Quando applicano costi a cascata le autorità nazionali di regolazione dovrebbero pertanto tenere conto dell'evoluzione dei profili di produzione/consumo a livello di distribuzione.

b. Ridurre il carico di punta applicando corrispettivi di capacità

Esiste un'ampia varietà di modalità di impostazione degli oneri di rete negli Stati membri e, in molti casi, si utilizza una combinazione di metodi diversi. Nell'UE gli oneri di rete si basano solitamente su tariffe di rete volumetriche (EUR/kWh), tariffe di rete basate sulla capacità (EUR/kW), tariffe di rete fisse (EUR/anno) o su una combinazione di tutte e tre. Per quanto riguarda lo sviluppo di metodologie di tariffazione nazionali da parte delle autorità nazionali di regolazione, la relazione sulle migliori pratiche dell'ACER raccomanda loro di individuare i principali fattori alla base dei costi di rete e di fissare oneri che ne tengano conto.

⁽³⁶⁾ SmartEN (2025), https://smarten.eu/wp-content/uploads/2025/03/FTI-Consulting-Report_smartEn_03-2025_DIGITAL_V2.pdf.

⁽³⁷⁾ SmartEN (2025) Lo studio ha utilizzato il costo della ricarica dei veicoli elettrici come indicatore per l'elettrificazione e ha rilevato che un corrispettivo annuale di abbonamento potrebbe comportare una riduzione dell'8,1 %, un elemento di differenziazione per fascia oraria strutturato in tre parti, un corrispettivo di abbonamento stagionale, un beneficio del 13,8 % e una tariffa volumetrica dinamica del 23,7 % rispetto a una tariffa forfettaria e volumetrica. https://smarten.eu/wp-content/uploads/2025/03/FTI-Consulting-Report_smartEn_03-2025_DIGITAL_V2.pdf.

⁽³⁸⁾ Relazione ACER del 2025 sulle pratiche di tariffazione di rete.

⁽³⁹⁾ "Statistics Explained" – Statistiche sui prezzi dell'energia elettrica – Eurostat.

Si veda la figura 5 per la quota dei costi di trasmissione e distribuzione sostenuti dai clienti domestici.

⁽⁴⁰⁾ Pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei", valutazione d'impatto (2016).

⁽⁴¹⁾ *Grids for Speed* (2024), https://powersummit2024.eurelectric.org/wp-content/uploads/2024/07/Grids-for-Speed_Report_FINAL_Clean.pdf.

Nel contesto in evoluzione della transizione energetica, alcuni Stati membri stanno registrando un crescente disallineamento tra i semplici oneri di rete volumetrici (in EUR/kWh) e i fattori alla base di tali costi. Un recente studio di SmartEN ⁽⁴²⁾ sottolinea che tale disallineamento sta diventando sempre più evidente, in particolare con la diffusione del solare sui tetti, poiché spesso la produzione di energia solare non coincide con la domanda di picco aggregata. Prendendo ad esempio l'ipotesi di una serata invernale nell'Europa settentrionale, in cui si verifica un picco della domanda, il solare fotovoltaico non produce energia elettrica e pertanto i costi sostenuti dai gestori del sistema per calibrare il sistema a tale livello di consumo massimo non sono presi in considerazione. Un elemento di capacità pertinente integrato nella tariffa può quindi riflettere meglio il contributo individuale al fabbisogno complessivo massimo del sistema. In tali casi e se combinati con un elemento di differenziazione per fascia oraria aggiunto alla tariffa, i corrispettivi di capacità possono rivelarsi uno strumento utile per incentivare i consumatori a ridurre il consumo nei periodi di picco, in particolare nei momenti di possibile saturazione della rete, limitando i relativi costi di ampliamento della rete stessa. Il successo di tali tipi di misure dipende dall'introduzione dei contatori intelligenti negli Stati membri. Con la diffusione dei contatori intelligenti, regimi tariffari di rete più flessibili dovrebbero evolvere in modo da incentivare gli utenti a gestire meglio la loro capacità di connessione senza penalizzarli indebitamente.

Le autorità nazionali di regolazione, al fine di ridurre i costi dell'ampliamento della rete fino al livello necessario, dovrebbero concepire le tariffe in modo da incentivare la riduzione del consumo nei periodi di picco, anche aggiungendo alla struttura tariffaria un elemento di capacità che rifletta il carico di punta e combinandolo a un elemento di differenziazione per fascia oraria, in particolare nei momenti di possibile saturazione della rete.

Pratiche correnti negli Stati membri: Fiandre, Belgio e Svezia
<p>Il Belgio ha visto l'introduzione nel 2012 di oneri basati sulla capacità per il sistema di trasmissione e, nel 2016, di un segnale di differenziazione per fascia oraria per i picchi annuali di consumo, cui ha fatto seguito l'introduzione di una tariffa di picco mensile nel 2024. La struttura tariffaria è stata concepita per fornire chiari segnali di prezzo al fine di ridurre al minimo il picco sincrono, evitando così la necessità di ulteriori investimenti nella rete. I dati dimostrano che il picco sincrono del settore industriale è diminuito del 4 % tra il 2019 e il 2024, nonostante l'aumento del 10 % del volume effettivo dei prelievi. Si prevede che la struttura tariffaria limiterà anche la frequenza e l'intensità della riduzione delle energie rinnovabili nel sistema.</p> <p>Nella regione belga delle Fiandre, l'introduzione nel 2023 di una tariffa basata sulla capacità a livello di distribuzione ha già portato a una riduzione misurabile del carico di punta pari a circa l'1-3 %, principalmente a causa di cambiamenti negli orari di ricarica dei veicoli elettrici ⁽⁴³⁾. La tariffa è calcolata sulla base del picco mensile medio del consumatore e dimostra che i consumatori possono reagire, e reagiscono, agli incentivi e ai segnali di prezzo.</p> <p>In Svezia, nell'aprile 2025 ⁽⁴⁴⁾ l'autorità nazionale di regolazione ha annunciato piani globali per introdurre un nuovo onere di rete costituito da quattro componenti, tra cui un nuovo corrispettivo di capacità differenziato nel tempo, determinato dal consumo nei periodi di picco. Lo scopo di questo corrispettivo di capacità è fornire ai consumatori segnali di prezzo che riflettano il modo in cui il loro attuale uso della rete incide sulle future esigenze di investimento. L'obiettivo è ridurre la necessità di ampliamento della rete e creare piuttosto spazio affinché un maggior numero di persone possano utilizzarla. L'autorità nazionale di regolazione ha stabilito che tale corrispettivo di capacità e altre componenti della nuova tariffa (un onere volumetrico per l'energia, un corrispettivo di capacità e un onere specifico per il cliente) dovrebbero riflettere i costi sostenuti dalle imprese della rete elettrica per ciascun cliente o gruppo di clienti.</p>

c. Elementi di differenziazione per fascia oraria

L'integrazione di un elemento di differenziazione per fascia oraria negli oneri energetici volumetrici aumenta la correlazione degli oneri ai costi in quanto incentiva gli utenti a produrre o consumare energia elettrica in modo tale da ridurre i picchi del sistema e sfruttare appieno il potenziale dell'energia rinnovabile ove abbondante. Tradizionalmente, gli oneri di rete erano statici e prevedevano lo stesso prezzo per ogni ora oppure una differenziazione temporale di base con oneri più elevati per i corrispettivi diurni e oneri più bassi per i corrispettivi notturni. Oggi, con la diffusione dei contatori intelligenti, gli elementi di differenziazione per fascia oraria possono essere molto più sofisticati e riflettere l'uso in tempo reale della rete. La riduzione del consumo negli orari di picco limita il fabbisogno di investimenti in tutta la rete, poiché il consumo nei periodi di picco è spesso un fattore di costo per nuovi investimenti. Inoltre gli oneri di rete dovrebbero anche stimolare il consumo durante i periodi di picco di produzione di energia rinnovabile in cui la domanda è flessibile, come l'accumulo dello stoccaggio in batterie o la ricarica dei veicoli elettrici.

⁽⁴²⁾ SmartEN (2025), https://smarten.eu/wp-content/uploads/2025/03/FTI-Consulting-Report_smartEn_03-2025_DIGITAL_V2.pdf.

⁽⁴³⁾ ULB Demand Flex project (2025), <https://demandflex.polytech.ulb.be/en/publications-1>.

⁽⁴⁴⁾ EI (2025), "Utformning av tariffer för överföring av el" <https://ei.se/om-oss/lagar-och-regler/stallningstagande>.

Tenuto conto degli elevati tassi di diffusione aggiuntivi attesi dalla produzione distribuita e dalla domanda (ad esempio veicoli elettrici e riscaldamento elettrico), gli incentivi legati alla differenziazione per fascia oraria e località sono fondamentali non solo per indurre gli utenti della rete ad adeguare il loro comportamento, ma anche per eliminare gli ostacoli, stimolare l'elettrificazione e ridurre il costo complessivo dell'energia. L'ampia diffusione dei contatori intelligenti è un fattore fondamentale per liberare il potenziale di flessibilità degli oneri differenziati per fascia oraria e, laddove la loro diffusione stia procedendo a rilento ⁽⁴⁵⁾, questo problema dovrebbe essere affrontato con urgenza affinché il sistema elettrico sia adeguato alle esigenze future.

Il ruolo centrale degli oneri dinamici differenziati per fascia oraria è stato analizzato da Agora Energiewende in uno studio concernente il potenziale di flessibilità a livello delle famiglie in Germania ⁽⁴⁶⁾. Dallo studio è emerso che il ricorso a questo tipo di oneri può ridurre i costi di ampliamento della rete a bassa tensione di circa il 50 % rispetto ad una situazione in cui non sono presenti segnali di prezzo a livello di rete e la flessibilità reagisce unicamente al segnale di prezzo di mercato. È stato inoltre rilevato che le famiglie soggette a oneri dinamici potrebbero risparmiare 600 EUR all'anno a lungo termine. In presenza di un ampio uso degli oneri dinamici differenziati per fascia oraria, questi notevoli risparmi finanziari comportano anche una riduzione dei costi dell'energia elettrica per tutti i consumatori.

Con la diffusione dei veicoli elettrici, i vantaggi dell'uso flessibile della rete diventano inoltre più evidenti. SmartEN ⁽⁴⁷⁾ ha rilevato che i costi di ricarica elettrica sono fino al 30 % più elevati quando gli oneri non rispecchiano i costi, il che dimostra che gli oneri possono contribuire a eliminare gli ostacoli alla diffusione dei veicoli elettrici. I vantaggi della ricarica intelligente sono stati studiati anche dal RAP, che nel marzo 2025 ⁽⁴⁸⁾ ha pubblicato una relazione contenente uno studio di caso sulla regione francese di Essonne. Le capacità di rete richieste sono state modellizzate tenendo conto di uno scenario di bassa flessibilità e di elevata flessibilità (sulla base di oneri di rete differenziati per fascia oraria) nonché di uno scenario con il 10 % di ricarica bidirezionale. Lo studio ha rilevato che i costi annuali per i potenziamenti della rete previsti fino al 2040 possono essere ridotti a circa 2,1 milioni di EUR all'anno nello scenario di elevata flessibilità rispetto a 2,8 milioni di EUR nello scenario di bassa flessibilità, con un potenziale risparmio del 25 % all'anno.

Nel 2023 l'ACER ha riferito che i segnali differenziati per fascia oraria sono utilizzati più frequentemente a livello di distribuzione che a livello di trasmissione. Il livello di complessità varia, ma 21 paesi su 28 applicano oneri statici differenziati per fascia oraria nelle tariffe di distribuzione e circa un terzo nelle tariffe di trasmissione. Se una differenziazione più avanzata in termini di orari e luoghi tramite l'uso di oneri pienamente dinamici può aumentare ulteriormente la correlazione degli oneri ai costi e incentivare un comportamento di rete efficiente, è opportuno che le autorità nazionali di regolazione tengano conto della complessità della struttura tariffaria, del livello di diffusione dei contatori intelligenti in un determinato paese e dell'interazione con una tariffazione dinamica nel mercato al dettaglio. Nella relazione del 2025 ⁽⁴⁹⁾, l'ACER fornisce una panoramica dei diversi regimi tariffari differenziati per fascia oraria attualmente vigenti negli Stati membri, compresa un'analisi dettagliata delle varie strutture adottate, illustrando anche le considerazioni di cui le autorità nazionali di regolazione dovrebbero tener conto nell'elaborarle.

Le autorità nazionali di regolazione dovrebbero includere nelle strutture tariffarie elementi di differenziazione in funzione della fascia oraria, così da correlare la ripartizione dei costi ai picchi di utilizzo della rete e incentivarne l'uso efficiente. Per la differenziazione delle fasce orarie si possono utilizzare approcci diversi, dai più semplici (ad esempio, ore di punta/ore non di punta, stagioni, giorni infrasettimanali/fine settimana) ai più complessi (in cui i contatori intelligenti permettono una differenziazione molto dinamica in base al momento di consumo dell'energia).

⁽⁴⁵⁾ Nel 2023 la percentuale di consumatori dotati di contatori intelligenti era inferiore al 50 % in 11 Stati membri dell'UE: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-CEER_2024_MMR_Retail.pdf.

⁽⁴⁶⁾ Agora Energiewende e Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2023), *The benefits of energy flexibility at home* https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_326_energy_flexibility_at_home_WEB.pdf.

⁽⁴⁷⁾ SmartEN (2025), https://smarten.eu/wp-content/uploads/2025/03/FTI-Consulting-Report_smartEn_03-2025_DIGITAL_V2.pdf.

⁽⁴⁸⁾ RAP (2025), <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2025/03/RAP-ICCT-Hildermeier-Jahn-Schmidt-Bernard-Ragon-Basma-Savings-from-smart-charging-electric-cars-trucks-in-Europe-Mar-2025.pdf>.

⁽⁴⁹⁾ Relazione ACER del 2025 sulle migliori pratiche.

Pratiche correnti negli Stati membri: Spagna, Svezia e Portogallo

La Spagna e la Svezia hanno introdotto elementi di differenziazione per fascia oraria nei loro oneri di rete ⁽⁵⁰⁾.

In **Spagna** la struttura tariffaria prevede l'applicazione di oneri basati sul consumo di energia e sulla capacità (il 75 % della tariffa è basato sulla capacità a livello di trasmissione e l'84,6 % a livello di distribuzione). Sono previsti oneri aggiuntivi per prelievi di energia eccedenti la capacità contrattuale, mentre l'elemento di differenziazione per fascia oraria si articola in sei periodi, a seconda della stagione, del giorno della settimana e dell'ora del giorno. Scopo di questa struttura tariffaria è incentivare comportamenti efficienti, consentendo un aumento del consumo fuori picco e riducendo così il fabbisogno di investimenti nelle reti elettriche. Gli elementi di prova indicano che tale metodologia tariffaria ha ridotto gli oneri di trasmissione e distribuzione del 5,6 % tra il 2019 e il 2020. Sebbene i maggiori risparmi siano conseguibili da coloro che sono più in grado di adattarsi meglio ai segnali di prezzo, anche i consumatori che non hanno adeguato i propri consumi al livello di bassa tensione hanno beneficiato di una riduzione dello 0,6 % degli oneri.

In **Svezia**, tutti i DSO passeranno a oneri di rete dinamici differenziati per fascia oraria a partire dal 2027. Ciò evidenzia la necessità di aumentare l'automazione e di garantire che i clienti siano consapevoli dei vantaggi apportati da una tariffazione dinamica. Il potenziale di flessibilità è molto significativo, considerando che 1,2 milioni di famiglie (su 4,7 milioni) utilizzano una pompa di calore elettrica e tenuto conto della crescente penetrazione dei veicoli elettrici. A livello di trasmissione, la tariffa prevede una componente energetica differenziata per fascia oraria, basata sui prezzi orari di mercato effettivi per zona di offerta.

In Portogallo è stato realizzato un progetto pilota ⁽⁵¹⁾ a livello di trasmissione tra giugno 2018 e maggio 2019 per studiare l'introduzione di modifiche alla struttura differenziata per fascia oraria degli oneri di rete per i grandi consumatori. Il nuovo regime differenziato per fascia oraria derivante dal progetto è caratterizzato da un segnale più forte nei periodi di punta e da calendari di fasce orarie con una differenziazione regionale (con una suddivisione della rete in tre zone). Sulla base dell'analisi costi-benefici, è stato stimato un beneficio netto di 50 milioni di EUR su un orizzonte temporale di 23 anni, in conseguenza di una gestione della domanda del 2,2 % durante il periodo di superpicco (circa 300 ore all'anno di massimo utilizzo). Il principale fattore trainante del vantaggio netto è risultato essere la riduzione o il rinvio degli investimenti nella rete a causa della diminuzione dei picchi di domanda.

d. Elementi di differenziazione per località

Gli oneri di rete diversificati per località possono incentivare il comportamento efficiente degli utenti in situazioni in cui il costo complessivo di gestione e il necessario ampliamento della rete sono determinati anche da pressioni causate da immissioni/prelievi in punti specifici della rete. Ciò è particolarmente importante negli Stati membri che risentono di una significativa congestione della rete interna.

In tali circostanze, gli oneri di rete possono contribuire a fornire agli utenti migliori incentivi ad adeguare il loro comportamento al fine di contribuire a ridurre il livello di congestione globale. I segnali differenziati per località, integrati nelle metodologie di tariffazione della rete sotto forma di oneri di immissione o prelievo, possono, se ben concepiti, sostenere anche decisioni di dispacciamento più efficienti, in particolare nelle zone di offerta di vaste dimensioni. Gli incentivi differenziati per località possono essere inclusi anche nelle tariffe dei consumatori, prevedendo sconti per coloro che si trovano in zone di produzione eccedentaria o in cui l'infrastruttura di rete esistente è più solida. Ciò può essere combinato con altri tipi di incentivi differenziati per località.

Gli aspetti di differenziazione per località possono essere rilevanti anche per gli oneri di rete applicati ai produttori per l'immissione di energia. Attualmente i produttori pagano oneri di immissione nulli o molto bassi in oltre il 60 % degli Stati membri. Secondo l'ACER, nella maggior parte degli Stati membri la quota degli oneri di rete pagati dai produttori è modesta, pari al 13,7 % per gli oneri di trasmissione e al 4,1 % per gli oneri di distribuzione nel 2023 in quegli Stati membri che prevedono tali oneri ⁽⁵²⁾. L'ambito di applicazione degli oneri di immissione è attualmente limitato anche dalle

⁽⁵⁰⁾ Relazione ACER del 2025 sulle migliori pratiche.

⁽⁵¹⁾ Relazione ACER del 2023 sulle migliori pratiche e <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-101/abertura/>.

⁽⁵²⁾ Relazione ACER del 2025 sulle pratiche di tariffazione di rete <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Reports/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>.

forbici stabilite dalla legislazione dell'UE ⁽⁵³⁾. Ove introdotti, tali oneri di immissione potrebbero, ad esempio, assumere la forma di oneri più elevati per i produttori che si trovano in zone in cui vi è un'eccedenza di produzione e una bassa domanda, nonché sconti per i produttori in zone caratterizzate da un'elevata domanda e da una produzione insufficiente. Tali oneri dovrebbero comunque essere concepiti in modo da non discriminare tipi specifici di produzione ⁽⁵⁴⁾, valutando l'attivazione di eventuali sinergie (ad esempio l'elettificazione dei porti e la diffusione delle energie rinnovabili offshore). Gli incentivi differenziati per località sono particolarmente rilevanti nelle zone in cui ammodernare la rete non è una soluzione praticabile o efficace sotto il profilo dei costi, anche se le autorità nazionali di regolazione dovrebbero tenere presente che ciò non elimina la necessità di potenziare la rete nelle zone con un potenziale di energie rinnovabili più elevato.

Attualmente gli oneri di rete hanno quindi solo un effetto limitato nell'orientamento del comportamento e delle decisioni di investimento dei produttori. Nei sistemi con congestione interna, le autorità nazionali di regolazione competenti potrebbero prendere in considerazione la possibilità di usare maggiormente gli oneri di immissione per ridurre o spostare temporaneamente i picchi di approvvigionamento in determinate località in cui la rete è particolarmente congestionata, rafforzando in tal modo i pertinenti incentivi agli investimenti e assicurando un funzionamento più sicuro del sistema. Potrebbero inoltre valutare la possibilità di utilizzare un regime tariffario di connessione differenziato per località, come avviene in alcuni Stati membri, per incentivare l'ubicazione di nuovi utenti del sistema in un modo che rispecchi più da vicino i vantaggi per il sistema energetico nel suo complesso ⁽⁵⁵⁾.

Le autorità nazionali di regolazione dovrebbero promuovere l'uso, nelle tariffe di rete, di segnali differenziati per località, in quanto servono a localizzare in modo più efficace la generazione e il consumo necessari nella rete: l'offerta di tariffe vantaggiose o ridotte può stimolare il consumo nei luoghi e nei momenti in cui la rete è disponibile e la domanda è inferiore alla produzione disponibile. Anche gli oneri di immissione possono essere utilizzati per incentivare i comportamenti e le decisioni di investimento dei generatori: se i generatori connessi alle reti di trasmissione e di distribuzione pagano oneri di immissione, questi dovrebbero contenere elementi di differenziazione in funzione delle fasce orarie e della località al fine di alleviare la congestione e incentivare l'uso più efficiente delle reti. Questa pratica può essere particolarmente utile se ammodernare la rete non è una soluzione praticabile o efficace sotto il profilo dei costi.

Pratiche correnti negli Stati membri: Danimarca, Portogallo e Romania ⁽⁵⁶⁾

La **Danimarca** ha incorporato nella struttura degli oneri di reti diversi elementi che consentono incentivi differenziati per località. Sono previsti oneri di connessione differenziati in funzione della località dell'utente (sulla base del raffronto tra zone con eccedenza di produzione e zone con eccedenza di domanda) e anche gli oneri di utilizzo della rete sono differenziati per località, per cui i produttori presenti nelle zone con elevate eccedenze di domanda pagano oneri inferiori, riducendo in tal modo le strozzature. Dal 2023 si applicano oneri di immissione anche per i costi di distribuzione (non più solo per i costi di trasmissione) e una nuova normativa del 2023 ha inoltre ampliato le possibilità di produzione e consumo co-ubicate su scala industriale con un unico punto di connessione alla rete al fine di incoraggiare la co-ubicazione delle fonti energetiche rinnovabili e del consumo. Inoltre è attualmente in esame un elemento di differenziazione per località anche sul versante dei consumi, simile a quello previsto per la produzione.

In **Portogallo** gli oneri di rete sono applicati sulla base dei livelli di tensione coinvolti nella trasmissione di energia dalla produzione al consumo. Il calcolo dipende dall'ubicazione dell'impianto di produzione utilizzato per l'autoconsumo e dall'eventuale presenza di flussi di energia dai livelli di tensione inferiori a quelli superiori ⁽⁵⁷⁾.

Nel 2025 la **Romania** ha introdotto un onere di immissione per i produttori connessi al sistema di distribuzione nel caso in cui l'energia elettrica generata in parte della rete supera la domanda ed è trasportata in altre parti della rete per il consumo. L'intento è di compensare le perdite dovute al transito di energia elettrica. In precedenza solo i consumatori pagavano gli oneri di rete a livello di distribuzione ed erano tenuti a pagare il costo delle perdite dovute al transito di energia elettrica dalle zone di produzione eccedentaria. Detto onere di immissione si applica ai produttori di energia elettrica con una capacità superiore a 5 MW, collegati a due reti di distribuzione (su un totale di otto reti). Questa nuova misura affronta la questione di un'adeguata ripartizione dei costi, attribuendo l'obbligo del pagamento dei costi di rete, in questo caso le perdite di rete, a coloro che hanno fatto sorgere tali costi. In linea di principio, la misura dovrebbe fungere da incentivo per i produttori di energia elettrica a insediarsi in zone con un'eccedenza della domanda.

⁽⁵³⁾ Regolamento (UE) n. 838/2010 della Commissione, del 23 settembre 2010, che adotta orientamenti relativi ai meccanismi di compensazione tra gestori del sistema di trasmissione e ad un'impostazione di regolamentazione comune dei corrispettivi di trasmissione. Giustificazione prevista al considerando 10, vale a dire che è stabilita una forbice affinché le variazioni nei corrispettivi imposti ai produttori non mettano a repentaglio il funzionamento del mercato interno.

⁽⁵⁴⁾ L'articolo 18, paragrafo 2, lettera f), prevede che le metodologie di tariffazione contribuiscono al conseguimento degli obiettivi stabiliti nei piani nazionali integrati per l'energia e il clima.

⁽⁵⁵⁾ In Danimarca sono previsti segnali differenziati per località per i produttori, sia per quanto riguarda gli oneri di immissione che di connessione.

Si veda la relazione ACER del 2025 sulle pratiche di tariffazione di rete.

<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Reports/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>.

⁽⁵⁶⁾ Relazione ACER del 2025 sulle pratiche di tariffazione di rete <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Reports/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>.

⁽⁵⁷⁾ ACER (2025), 2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf.

e. **Metodi di calcolo specifici per determinate categorie di utenti**

Alcune autorità nazionali di regolazione applicano regimi tariffari e metodi di calcolo specifici a determinati tipi di utenti, come gli utenti ad alta intensità energetica, i prosumatori, le comunità energetiche e altri gruppi. Tali regimi tariffari specifici sono spesso motivati da considerazioni di accessibilità economica e competitività delle categorie di utenti interessate. Allo stesso tempo, tali regimi speciali non contribuiscono a ridurre i costi complessivi di rete, ma semplicemente trasferiscono tali costi ad altre categorie di utenti.

Questi regimi tariffari speciali non sono esclusi ai sensi delle norme pertinenti, ma devono essere giustificati dall'autorità nazionale di regolazione competente alla luce del più ampio principio della correlazione degli oneri ai costi. Ad esempio, la previsione ingiustificata di sconti basati unicamente sui volumi o di esenzioni per utenti specifici può non essere in linea con il principio di rappresentatività dei costi. In particolare, sarebbe importante dimostrare che, tenuto conto della specificità della rete in questione, il profilo di consumo della categoria di utenti in questione giustifica la conclusione secondo cui essi generano costi inferiori per la rete per MWh di energia elettrica consumata. L'evoluzione della struttura tariffaria incentiverà inoltre tutti gli utenti della rete a utilizzare il sistema in modo più efficiente e contribuirà perciò a ridurre i costi del sistema a vantaggio di tutti gli utenti.

Al fine di mantenere un incentivo per il cambiamento comportamentale dei gruppi di consumatori interessati, si raccomanda inoltre all'autorità nazionale di regolazione di combinare i regimi tariffari speciali con condizioni tali da giustificare la correlazione ai costi, ad esempio imponendo agli utenti della rete interessati di adeguare il loro profilo di consumo, nella misura del possibile, in modo da ridurre l'impatto sulla rete. Infatti, in determinate condizioni, tipi di utenti specifici possono contribuire a ridurre i costi complessivi del sistema in termini di potenziale di flessibilità (ad esempio ricarica bidirezionale, comunità energetiche). *Gli oneri di rete possono essere usati per incentivare gli utenti ad adottare comportamenti funzionali alla rete.*

A categorie particolari di utenti della rete possono essere offerti regimi tariffari specifici; l'autorità nazionale di regolazione dovrebbe tuttavia addurre motivazioni oggettive secondo cui questi utenti, per il loro profilo di consumo, hanno un impatto minore sui costi complessivi della rete elettrica.

f. **Stoccaggio**

Lo stoccaggio dell'energia può assumere molte forme ed è sempre più importante per il funzionamento di un sistema elettrico decentrato, sempre più basato sulle energie rinnovabili. Può offrire flessibilità, stabilità e sicurezza al sistema elettrico e, in alcuni casi, ridurre il fabbisogno di uno sviluppo della rete più oneroso. La flessibilità diventa molto più importante man mano che aumenta la penetrazione delle energie rinnovabili ⁽⁵⁸⁾.

Esistono molti tipi di stoccaggio dell'energia, i quali possono fornire servizi diversi al sistema elettrico. Le applicazioni sono ampie e comprendono il sostegno alla produzione (ad esempio l'attenuazione della riduzione della produzione, il sostegno al sistema), servizi a favore dei sistemi di trasmissione e distribuzione (ad esempio il differimento degli investimenti, la regolazione della tensione), servizi ausiliari e servizi di supporto al consumo dietro il contatore (ad esempio il livellamento delle punte di carico, l'integrazione dei veicoli elettrici, compreso il supporto al sistema tramite la ricarica bidirezionale ⁽⁵⁹⁾), la gestione dei costi tramite la risposta ai segnali di differenziazione per fascia oraria). I gestori dei siti di stoccaggio richiedono tuttavia incentivi adeguati affinché gli investimenti siano effettuati nei luoghi giusti e affinché le procedure di ricarica e scaricamento avvengano nei momenti in cui riducono i costi complessivi del sistema. Se invece le procedure di ricarica e scaricamento avvengono senza tenere conto dello stato di congestione della rete, la quota crescente di stoccaggio contribuisce in modo significativo ad aumentare le difficoltà di una gestione della rete efficiente sotto il profilo dei costi.

Le metodologie di tariffazione di rete dovrebbero essere concepite innanzitutto in modo da non ostacolare lo sviluppo e la diffusione dello stoccaggio. Ciò previene in particolare la definizione di regimi di tariffazione che applicano doppi oneri ⁽⁶⁰⁾ – sulla produzione e sul consumo – agli impianti di stoccaggio.

Gli oneri di rete possono anche contribuire alla definizione dei giusti incentivi comportamentali e di investimento per i gestori dei siti di stoccaggio. A tal fine, le autorità nazionali di regolazione dovrebbero valutare attentamente se i regimi di esenzione totale, in base ai quali i gestori dei siti di stoccaggio non contribuiscono per nulla al recupero dei costi di rete,

⁽⁵⁸⁾ Secondo le proiezioni della Commissione, la penetrazione delle energie rinnovabili in Europa salirà al 69 % della domanda entro il 2030 e all'80 % entro il 2050. Per accogliere questa evoluzione, i livelli di flessibilità dovranno aumentare al 24 % (288 TWh) della domanda di energia elettrica entro il 2030 e al 30 % (2 189 TWh) entro il 2050. https://joint-research-centre.ec.europa.eu/jrc-news-and-updates/future-eu-power-systems-renewables-integration-require-7-times-larger-flexibility-2023-06-26_en.

⁽⁵⁹⁾ La ricarica bidirezionale consente ai veicoli elettrici non solo di prelevare energia dalla rete per ricaricare le batterie, ma anche di restituire energia elettrica alla rete o ai dispositivi elettrici, se necessario.

⁽⁶⁰⁾ Articolo 15, paragrafo 5, della direttiva Energia elettrica.

siano giustificati in linea con il principio di rappresentatività dei costi. A seconda delle specificità del sistema nazionale può essere necessario in questo contesto distinguere i siti di stoccaggio in base alla loro ubicazione e al momento in cui effettuano operazioni di ricarica e scaricamento. Secondo l'ACER ⁽⁶¹⁾, se un utente della rete compie sia operazioni di prelievo che di immissione nella rete, entrambi tali usi dovrebbero essere presi in considerazione al momento della fissazione degli oneri, tenendo debitamente conto del potenziale effetto di compensazione dei costi e dell'impatto complessivo sui costi di rete.

Le tariffe di rete per lo stoccaggio dell'energia elettrica possono essere utilizzate per incentivare i gestori degli impianti di stoccaggio ad adottare comportamenti funzionali alla rete, per orientare gli investimenti nello stoccaggio verso le zone più adatte e per incoraggiare la ricarica/scaricamento nei periodi più utili per il sistema elettrico. I regimi tariffari dovrebbero tenere conto delle specificità dello stoccaggio ed evitare il "doppio addebito" degli impianti di stoccaggio, tenendo presente che potrebbe frenarne la diffusione; al tempo stesso dovrebbero rispecchiare l'impatto complessivo dei costi dello stoccaggio sui costi di rete.

g. Ruolo del bilancio pubblico

Data la pressione sulle bollette dell'energia elettrica, la necessità di investimenti significativi nella rete e l'esigenza di garantire l'accessibilità economica dell'energia elettrica e la competitività della nostra industria, gli Stati membri possono decidere di assegnare finanziamenti alla rete elettrica a titolo del bilancio pubblico, anche destinando una parte specifica del Fondo di coesione o altri finanziamenti dell'UE disponibili agli investimenti nella rete ⁽⁶²⁾. Tali apporti di fondi pubblici a sostegno dei costi complessivi della rete possono essere considerati in linea con gli obblighi di legge applicabili e con il principio di rappresentatività dei costi, a condizione che soddisfino una serie di prescrizioni:

- l'apporto di fondi pubblici deve essere effettuato in modo non discriminatorio e non può favorire in modo selettivo determinate categorie di utenti;
- le risorse apportate devono essere sufficientemente limitate per mantenere la parità di condizioni tra gli Stati membri e garantire che l'effetto di incentivazione degli oneri di rete sul comportamento dei consumatori sia preservato;
- l'apporto dovrebbe coprire solo i costi aggiuntivi derivanti dalle misure volte ad accelerare la decarbonizzazione e l'integrazione del mercato, tra cui interconnettori, importanti aggiornamenti della rete o infrastrutture di connessione alla rete offshore, e determinate esigenze specifiche della rete, tra cui investimenti che riducono i tempi di attesa per le connessioni alla rete. L'apporto di fondi pubblici può ad esempio consentire in questo contesto un ammortamento più rapido per gli investitori nella rete ed evitare impennate dei prezzi per i consumatori.

Sebbene i benefici dei finanziamenti supplementari per gli investimenti siano evidenti, tali investimenti non sono effettuati in un vuoto, in quanto le autorità nazionali di regolazione e i gestori dei sistemi dispongono generalmente di un piano di investimenti pluriennale concordato, incentrato sugli investimenti efficienti già in atto. Gli Stati membri dovrebbero pertanto coordinarsi strettamente con le autorità nazionali di regolazione per quanto riguarda l'integrazione di qualsiasi assegnazione di fondi pubblici a tal fine, garantendo nello specifico che siano presi in considerazione tutti i costi e i benefici per la società nell'ambito di tale assegnazione. Gli Stati membri e le autorità nazionali di regolazione dovrebbero monitorare la quota dei costi di rete coperti dai fondi pubblici rispetto alla quota sostenuta dagli utenti della rete. Ciò può contribuire a garantire che tutte le risorse siano spese in modo efficiente ⁽⁶³⁾.

Se viene utilizzato il sostegno pubblico, è importante garantire che questo sia mirato e apporti benefici complessivi positivi all'economia. Non dovrebbe pertanto ritardare gli investimenti in determinate infrastrutture né compromettere l'ubicazione ottimale delle centrali elettriche. In questo contesto, le autorità nazionali di regolazione dovrebbero valutare periodicamente i costi e i benefici macroeconomici del sostegno pubblico alle reti apportati all'economia.

⁽⁶¹⁾ Relazione ACER sulle migliori pratiche di tariffazione (2023).

⁽⁶²⁾ Nella misura in cui i fondi pubblici sono utilizzati per sostenere i gestori del sistema in attività di monopolio legale o naturale, ciò non è soggetto al controllo sugli aiuti di Stato (cfr. punti da 373 a 375 del CEEAG e la comunicazione della Commissione sulla nozione di aiuto di Stato). In caso contrario, può essere richiesta l'approvazione dell'aiuto di Stato (cfr. ad esempio il caso SA.113565, decisione del 21 giugno 2024, sulla rete centrale tedesca dell'idrogeno). Ciò non pregiudica una valutazione ai sensi delle disposizioni e degli orientamenti in materia di aiuti di Stato.

⁽⁶³⁾ Nella misura in cui i fondi pubblici sono utilizzati per sostenere gli operatori del sistema in attività di monopolio legale o naturale, ciò non è soggetto al controllo sugli aiuti di Stato (cfr. punti da 373 a 375 del CEEAG e la comunicazione della Commissione sulla nozione di aiuto di Stato). In caso contrario, può essere richiesta l'approvazione dell'aiuto di Stato (cfr. ad esempio il caso SA.113565, decisione del 21 giugno 2024, sulla rete centrale tedesca dell'idrogeno). Ciò non pregiudica una valutazione ai sensi delle disposizioni e degli orientamenti in materia di aiuti di Stato.

Il ruolo che gli Stati membri possono svolgere nella riduzione dei rischi di determinati investimenti infrastrutturali è esaminato anche negli orientamenti della Commissione sugli investimenti ex ante per lo sviluppo di reti elettriche orientate al futuro, pubblicati nel giugno 2025 ⁽⁶⁴⁾.

Gli Stati membri sono autorizzati, nell'ambito del quadro giuridico applicabile, a contribuire con fondi pubblici al bilancio complessivo per gli oneri di rete, a condizione che ciò avvenga in modo non discriminatorio, non favorisca determinate categorie di utenti della rete, non comprometta gli incentivi ad adeguare i comportamenti in modo da ridurre i costi complessivi del sistema e copra solo i costi aggiuntivi derivanti dalle misure volte ad accelerare la decarbonizzazione e l'integrazione del mercato.

h. Regolazione degli operatori di rete basata sugli incentivi

Le considerazioni di cui sopra riguardano l'assegnazione dei costi complessivi di rete a categorie di utenti e profili di consumo specifici. L'accessibilità economica complessiva del sistema energetico e della rete dipende tuttavia anche dalle modalità di calcolo della compensazione destinata ai gestori di rete. Ciò deve avvenire in modo tale da fornire ai gestori di rete i migliori incentivi possibili per sfruttare qualsiasi potenziale di efficienza in termini di costi.

Come spiegato in precedenza, l'articolo 18 del regolamento Energia elettrica già impone il passaggio a un approccio basato sulle spese totali (ToTex) che tenga conto sia delle spese in conto capitale che delle spese operative. Gli articoli 32 e 51 della direttiva Energia elettrica ⁽⁶⁵⁾ prevedono che i piani di sviluppo della rete riguardino inoltre l'impiego della gestione della domanda, l'efficienza energetica, gli impianti di stoccaggio dell'energia o altre risorse in alternativa all'espansione del sistema. Questa disposizione incentiva i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione a valutare appieno se le soluzioni ad alta intensità di OpEx che consentono un uso più efficace della rete esistente siano alternative praticabili a investimenti più costosi in nuove infrastrutture di rete. Ad esempio, in Francia l'autorità nazionale di regolazione prevede ⁽⁶⁶⁾ che l'adozione adeguata di soluzioni di flessibilità come input per il dimensionamento della capacità di rete dovrebbe comportare risparmi significativi per il sistema elettrico; si stima che i risparmi per il solo TSO ammontano a quasi 7 miliardi di EUR nell'arco di quindici anni. Inoltre il DSO francese ENEDIS sta testando l'uso di soluzioni di flessibilità (sovrapposizione tra consumo e produzione oltre che tra settori, bilanciamento, flessibilità locale) per ottimizzare il dimensionamento della sua rete in un progetto che dovrebbe far conseguire un risparmio di 250 milioni di EUR entro il 2035 ⁽⁶⁷⁾.

Le autorità nazionali di regolazione possono andare oltre, introducendo una regolazione maggiormente basata sugli incentivi per gli operatori di rete. Tradizionalmente la regolazione basata sugli incentivi e sulle prestazioni degli operatori si sono concentrate principalmente sull'affidabilità dell'approvvigionamento, sul numero di interruzioni e sulla loro durata. In un contesto più interconnesso e in evoluzione e data la crescente necessità di un coordinamento regionale e internazionale, le autorità nazionali di regolazione potrebbero però anche prendere in considerazione la possibilità di istituire nuovi incentivi alle prestazioni in materia di innovazione (come l'uso di tecnologie digitali e di potenziamento della rete), cooperazione e rispetto delle scadenze per i progetti congiunti tra TSO e DSO a livello dell'UE. Di recente molti progetti sono stati attuati con notevoli ritardi, talvolta con perfino diversi anni di ritardo. Tali ritardi comportano implicitamente una notevole riduzione delle opportunità di benessere per i consumatori finali dell'UE. Pertanto le autorità nazionali di regolazione potrebbero collaborare per individuare i progetti chiave che abbiano una responsabilità collettiva dei TSO (a livello dell'UE o regionale) e incorporare collettivamente nella struttura degli oneri di rete incentivi per la realizzazione tempestiva dei progetti.

A livello nazionale, le autorità nazionali di regolazione potrebbero inoltre incentivare i TSO a contribuire meglio a un mercato dell'energia elettrica più integrato collegando in parte la struttura degli oneri di rete con gli obiettivi a livello dell'UE, come la soglia minima del 70 % da mettere a disposizione per gli scambi di cui all'articolo 16, paragrafo 8, del regolamento (UE) 2019/943 sul mercato dell'energia elettrica.

⁽⁶⁴⁾ Comunicazione della Commissione relativa a orientamenti sugli investimenti ex ante per lo sviluppo di reti elettriche orientate al futuro (2025).

⁽⁶⁵⁾ Direttiva (UE) 944/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica, come modificata: articolo 32, paragrafo 3 ("Il piano di sviluppo della rete riguarda inoltre l'impiego della gestione della domanda, l'efficienza energetica, gli impianti di stoccaggio dell'energia o le altre risorse cui il gestore del sistema di distribuzione ricorre in alternativa all'espansione del sistema.") e articolo 51, paragrafo 3 ("Nell'elaborare il piano decennale di sviluppo della rete, il gestore del sistema di trasmissione tiene pienamente conto delle potenzialità dell'impiego della gestione della domanda, degli impianti di stoccaggio di energia o di altre risorse in alternativa all'espansione del sistema, oltre che delle aspettative in termini di consumo, scambi con altri paesi e piani di investimento per le reti a livello dell'Unione e regionale").

⁽⁶⁶⁾ CRE (2023), Report on the performance of system operators in the development of a smart electricity grid https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2023/2024-02_Rapport_indicateurs_eng.pdf.

⁽⁶⁷⁾ Agora Energiewende (2024), Boosting flexibility in distribution grids https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Projekte/2023/2023-23_EU_boosting_flexibility/24-0184_Rev.2_DNV_Report_Agora_Energiewende_-_Boosting_flexibility_in_distribution_grids.pdf.

Infine, basandosi sull'attuale condivisione delle migliori pratiche che avviene attraverso l'esercizio biennale dell'ACER sulla comunicazione in materia di tariffazione, le autorità nazionali di regolazione potrebbero valutare sistemi che consentano di confrontare le prestazioni dei gestori, quali valutazioni inter pares o analisi comparative per una gestione della rete efficace sotto il profilo dei costi a livello sia di TSO che di DSO. Per i DSO, in particolare, ciò potrebbe essere collegato alle principali sfide da questi affrontate e alle loro nuove responsabilità ai sensi della legislazione dell'UE riguardanti temi quali i tempi di attesa per la connessione alla rete ⁽⁶⁸⁾, la resilienza ai cambiamenti climatici, i metodi per accogliere risorse più decentrate e la promozione della flessibilità e della digitalizzazione, come gli indicatori delle reti intelligenti.

Per garantire una gestione della rete efficiente sotto il profilo dei costi e la realizzazione di progetti importanti che contribuiscano all'integrazione del mercato, le autorità nazionali di regolazione dovrebbero valutare il potenziale di una regolamentazione basata sugli incentivi e adattare la serie di indicatori di prestazione e parametri di riferimento per i gestori della rete.

Pratiche correnti negli Stati membri: Francia e Belgio
<p>Nel febbraio 2025 la CRE, l'autorità nazionale di regolazione francese ha ultimato la definizione degli oneri di rete per i prossimi quattro anni:</p> <p>Le tariffe elaborate dalla CRE attuano diverse misure di incentivazione, in particolare per quanto riguarda l'uso ottimale degli interconnettori (e l'applicazione della soglia minima del 70 %), la velocità delle offerte di connessione alla rete per gli utenti e l'eliminazione degli ostacoli all'uso di soluzioni di flessibilità da parte dei gestori del sistema. La CRE applicherà misure di esecuzione per quanto riguarda la connessione del TSO francese alle piattaforme di bilanciamento introducendo un incentivo finanziario per la connessione alla piattaforma PICASSO entro aprile 2025 e una penale mensile che aumenterà progressivamente per ogni ulteriore mese di ritardo.</p> <p>In Belgio, nel dicembre 2024 l'autorità nazionale di regolazione CREG ha adottato una decisione ⁽⁶⁹⁾ a sostegno del piano di innovazione del TSO. L'incentivo all'innovazione incorporato nella tariffa è ricorrente e mira a contrastare la tradizionale distorsione delle CapEx riducendo il rischio sostenuto dal TSO nel perseguire progetti di innovazione particolarmente ambiziosi. I finanziamenti sono assegnati a ciascun progetto sulla base dei costi e dei benefici attesi. L'autorità nazionale di regolazione garantisce che gli utenti della rete ricevano una congrua parte dei benefici derivanti dai progetti di innovazione (completati con successo) attraverso la riduzione dei costi tariffari e/o una maggiore qualità dei servizi forniti dal TSO.</p>

i. Gestire la transizione verso un sistema adeguato alle esigenze future

Come spiegato in precedenza, un sistema di tariffazione della rete che sia più adeguato alle esigenze future può ridurre i costi di gestione e ammodernamento della rete elettrica e pertanto contribuire a un sistema elettrico a prezzi più accessibili per gli utenti della rete.

Tuttavia anche l'introduzione di bruschi cambiamenti nella struttura degli oneri di rete può avere impatti significativi a breve termine su singoli consumatori e produttori di energia. Le autorità nazionali di regolazione devono pertanto tenere conto degli effetti distributivi a breve termine di qualsiasi cambiamento e fare in modo che il passaggio a un sistema di tariffazione della rete più adeguato alle esigenze future sia inclusivo e trasparente. Le bollette dell'energia elettrica, e gli oneri di rete in esse contenuti, devono essere comprensibili e trasparenti affinché le persone possano assumere i comportamenti necessari in un sistema energetico più efficiente sotto il profilo dei costi, e i consumatori di energia possano capire in che modo beneficiare di prezzi più bassi sostenendo meglio l'integrazione del sistema energetico. Forti della messa a disposizione di informazioni pubbliche chiare, i consumatori di energia potranno beneficiare di oneri di rete più bassi sostenendo meglio l'uso flessibile del sistema energetico.

Per favorire l'accettazione da parte del pubblico del passaggio a un sistema di tariffazione della rete più adeguato alle esigenze future, le modifiche dovrebbero essere accompagnate per quanto possibile da ampie consultazioni dei portatori di interessi cui possano contribuire i gruppi di utenti interessati.

Le modifiche delle metodologie di tariffazione della rete dovrebbero essere comunicate con sufficiente preavviso, in modo da dare agli utenti il tempo necessario per adeguare il loro comportamento e i loro modelli di consumo prima che il nuovo sistema entri in vigore. Le metodologie di fissazione degli oneri di rete dovrebbero garantire la certezza e la prevedibilità necessarie.

Infine l'introduzione di nuove metodologie di tariffazione della rete può essere accompagnata da soluzioni temporanee per particolari categorie di utenti (ad esempio, determinati processi industriali, che attualmente possono essere meno flessibili) che prevedano elementi di adesione volontaria o l'introduzione graduale di determinate modifiche alla loro esposizione agli oneri di rete nel corso di periodi più lunghi.

⁽⁶⁸⁾ Per sostenere ulteriormente i processi nazionali, la Commissione prevede di pubblicare orientamenti sulla connessione alla rete nel quarto trimestre del 2025.

⁽⁶⁹⁾ CREG (2024), <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b658e/90#:~:text=Sur%20les%2014%20propositions%20de,aux%20crit%C3%A8res%20de%20l'incitant>.

È necessario un approccio ben pianificato e attento nei confronti dei consumatori domestici e industriali affinché gli utenti possano adattarsi a tariffe concepite in modo da rispecchiare maggiormente i costi. Allo scopo di gestire gli effetti a breve termine su particolari categorie di utenti è opportuno prevedere un coinvolgimento profondo dei portatori di interessi e un'introduzione graduale delle modifiche.

VII. Conclusioni

Un sistema elettrico completamente decarbonizzato consentirà ai consumatori europei di beneficiare di energia prodotta internamente e a prezzi accessibili, rafforzando la competitività e la sicurezza energetica dell'UE. Ai fini di questo obiettivo finale è necessaria una metodologia di tariffazione adeguata allo scopo per garantire che i benefici della decarbonizzazione siano percepiti da tutti i consumatori grazie a un'energia elettrica da fonti rinnovabili più economica e tariffe di rete meno onerose in bolletta.

È ancora ampiamente possibile sfruttare la rete elettrica in modo più efficiente sotto il profilo dei costi intervenendo sul modo in cui i costi della rete sono assegnati alle diverse categorie di utenti. Se pienamente sfruttato, questo potenziale può contribuire a mantenere l'accessibilità economica e dirigere gli investimenti là dove sono più necessari, limitando nel contempo il fabbisogno di investimenti nella rete, aumentandone la capacità di assorbire una quota maggiore di energia da fonti rinnovabili e sostenendo l'integrazione del sistema energetico.

Per ottenere tutto ciò è necessario un cambiamento significativo del modo in cui attualmente sono ripartiti i costi di rete in molti Stati membri. Sebbene la rappresentatività dei costi resti il principio fondamentale su cui le autorità nazionali di regolazione si basano per l'impostazione metodologica degli oneri di rete, la sua applicazione deve rispecchiare le mutevoli esigenze del sistema elettrico per quanto riguarda l'integrazione della produzione di energia da fonti rinnovabili, l'aumento dei livelli di congestione della rete e il fabbisogno crescente di flessibilità.

Anziché considerare unicamente la quantità globale di energia elettrica consumata o la capacità di connessione alla rete, gli utenti dovrebbero essere più incentivati a ottimizzare l'uso del sistema elettrico adeguando il loro comportamento.

Affinché il passaggio a tale sistema basato su incentivi sia quanto più agevole possibile e non comporti un onere eccessivo per singole categorie di utenti, le autorità nazionali di regolazione dovrebbero introdurre gli adeguamenti necessari gradualmente, dove possibile, e con un preavviso sufficiente a consentire agli utenti di adattarsi, onde garantire loro certezza e prevedibilità. È opportuno che le autorità nazionali di regolazione continuino a condividere le migliori pratiche e mantenere uno scambio continuo con l'ACER sulla concezione delle tariffe. Infine le autorità nazionali di regolazione dovrebbero monitorare costantemente l'efficacia delle loro strutture di tariffazione per garantire che rispecchino i costi e includano i segnali di prezzo adatti a sostenere decisioni di investimento efficienti e un uso ottimizzato della rete, a beneficio ultimo dei consumatori europei. La presente pubblicazione sarà seguita da un seminario che la Commissione terrà con le autorità nazionali di regolazione e con l'ACER per continuare a condividere le migliori pratiche e valutare l'attuazione degli orientamenti qui illustrati.