

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
353/2025/R/TLR**

**ORIENTAMENTI PER LA DEFINIZIONE DEL METODO TARIFFARIO PER
IL SERVIZIO DI TELERISCALDAMENTO**

*Mercato di incidenza: teleriscaldamento
22 luglio 2025*

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inquadra nell'ambito del procedimento per la definizione della regolazione tariffaria del servizio di teleriscaldamento avviato con la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2023, 638/2023/R/tlr.

Il documento illustra gli orientamenti dell'Autorità per la definizione del metodo tariffario applicabile a regime (a partire dall'1 gennaio 2026) al servizio di teleriscaldamento. Gli orientamenti tengono conto delle osservazioni formulate dagli stakeholder al documento per la consultazione 28 maggio 2024, 214/2024/R/tlr (di seguito: documento di consultazione 214/2024/R/tlr).

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, scrivendo all'indirizzo PEC istituzionale (protocollo@pec.arera.it), entro il **30 settembre 2025**.*

Relativamente alle modalità dell'eventuale pubblicazione delle osservazioni, si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, punto 1, lett. b) e c), di seguito riportata. Si invitano i soggetti interessati a seguire le indicazioni ivi contenute, in particolare in relazione ad eventuali esigenze di riservatezza.

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Direzione Investimenti e Sostenibilità Ambientale

Piazza Cavour, 5 - 20121 Milano

e-mail: protocollo@pec.arera.it

sito internet: www.arera.it

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI
ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Base giuridica e finalità del trattamento

a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

b. Pubblicazione delle osservazioni

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

c. Modalità della pubblicazione

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

3. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

4. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Piazza Cavour, 5, 20121, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

5. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Piazza Cavour, 5, 20121, Milano, e-mail: rpd@arera.it.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

Indice

1. Inquadramento generale	5
2. Elementi di contesto	7
<i>Obiettivi di intervento dell'Autorità</i>	8
<i>Evoluzione del quadro normativo</i>	9
<i>Esito delle simulazioni</i>	14
3. Disposizioni di carattere generale	16
<i>Periodo di applicazione del metodo tariffario</i>	16
<i>Regime di esclusione</i>	17
<i>Perimetro di applicazione del vincolo ai ricavi</i>	18
<i>Trattamento degli operatori non verticalmente integrati</i>	19
<i>Gestione degli scostamenti tra il vincolo ai ricavi e i ricavi effettivamente conseguiti</i>	20
4. Temi soggetti ad analisi di impatto di regolamentazione	21
<i>Metodologia per la definizione del vincolo ai ricavi</i>	22
<i>Trattamento degli impianti di cogenerazione</i>	29
<i>Misure per la promozione del recupero di calore di scarto</i>	35
5. Struttura dei corrispettivi	39
6. Validazione dei dati	41
Appendice A: caratteristiche del metodo tariffario transitorio	42

1. Inquadramento generale

- 1.1. La legge 21 aprile 2023, n. 41 ha modificato le disposizioni del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (di seguito: decreto legislativo 102/14), prevedendo l'applicazione di tariffe regolate per la generalità delle reti di teleriscaldamento. In seguito a tale modifica normativa, l'articolo 10, comma 17, lettera e), del decreto legislativo 102/14 dispone che l'Autorità "*stabilisca le tariffe di cessione del calore, in modo da armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse*".
- 1.2. I poteri regolatori in materia tariffaria devono essere esercitati in conformità ai principi generali previsti dall'articolo 10, comma 18, del medesimo decreto. La norma stabilisce che la regolazione definita dall'Autorità si applichi anche alle reti già in esercizio, secondo criteri di gradualità, assicurando al contempo la salvaguardia degli investimenti effettuati e la concorrenza nel settore.
- 1.3. Proprio al fine di assicurare un'introduzione graduale del regime di tariffe regolate, l'Autorità, con la deliberazione 28 dicembre 2023, 638/2023/R/tlr (di seguito: deliberazione 638/2023/R/tlr), ha adottato un approccio multifase, prevedendo:
 - a) per un periodo transitorio (1 gennaio – 31 dicembre 2024), l'applicazione di un vincolo ai ricavi basato sul criterio del costo evitato (la metodologia più diffusa nel settore) accompagnata da meccanismi correttivi volti a superare le criticità emerse nell'ambito dell'indagine conoscitiva sui prezzi e sui costi del teleriscaldamento condotta nel 2022¹ (di seguito: indagine conoscitiva 2022);
 - b) l'avvio di un procedimento volto alla definizione del metodo tariffario da adottare in via definitiva, con l'obiettivo di individuare l'approccio più idoneo a garantire l'equilibrio tra sostenibilità economica del servizio e tutela dell'interesse generale. Nell'ambito di tale procedimento, è prevista anche l'analisi di diverse metodologie, tra cui quelle basate sul principio del *cost of service*.
- 1.4. Con la deliberazione 638/2023/R/tlr, l'Autorità ha disposto che il procedimento per la definizione del metodo tariffario a regime sia sottoposto ad Analisi di Impatto della Regolazione (AIR), secondo modalità semplificate. L'AIR rappresenta uno strumento finalizzato al miglioramento della qualità dell'azione regolatoria, attraverso l'identificazione degli obiettivi perseguiti e la valutazione comparata di diverse opzioni di intervento.
- 1.5. Nel definire gli obiettivi dell'intervento, l'Autorità deve tener conto non solo delle disposizioni contenute nel decreto legislativo 102/14, ma anche di ulteriori obblighi

¹ Si fa riferimento all'indagine avviata con deliberazione 01 marzo 2022, 80/2022/R/tlr. Per maggiori dettagli sugli esiti si rimanda all'Allegato A alla deliberazione 2 novembre 2022, 547/2022/R/tlr.

derivanti in materia di efficienza energetica e tutela ambientale. In particolare, il metodo tariffario dovrà creare un contesto favorevole alla realizzazione di investimenti necessari alla transizione verso sistemi a minore impatto ambientale.

- 1.6. Con il documento di consultazione 214/2024/R/tlr l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti per la definizione del metodo tariffario. In coerenza con la metodologia AIR, sono state formulate diverse opzioni in relazione alle principali aree tematiche, tra cui:
 - a) la metodologia tariffaria da utilizzare per la definizione del vincolo ai ricavi;
 - b) le modalità di trattamento degli impianti di cogenerazione;
 - c) le modalità di valorizzazione dell'energia ottenuta tramite il recupero di calore di scarto.
- 1.7. Successivamente alla pubblicazione del documento di consultazione 214/2024/R/tlr, è emersa la necessità di prorogare i termini di conclusione del procedimento, al fine di attendere il completamento del quadro normativo per il recepimento delle norme comunitarie e di approfondire l'analisi dei dati di costo trasmessi dagli operatori.
- 1.8. Contestualmente al rinvio dei termini per la conclusione del procedimento, l'Autorità, con deliberazione 27 dicembre 2024, 597/2024/R/tlr (di seguito: deliberazione 597/2024/R/tlr), ha prorogato al 31 dicembre 2025 il periodo di applicazione del metodo tariffario transitorio. Con il medesimo provvedimento, sono stati anche apportati alcuni affinamenti al metodo, al fine di superare alcune criticità applicative riscontrate nella determinazione del costo evitato nelle aree non metanizzate e di rimuovere eventuali disincentivi all'utilizzo di fonti energetiche a basse emissioni di anidride carbonica, in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione del settore.
- 1.9. In occasione della proroga del metodo transitorio, non è stato possibile effettuare una consultazione pubblica preventiva sugli affinamenti introdotti, considerata la necessità di definire in tempi brevi le regole operative per consentire la determinazione delle tariffe di cessione del calore. Nella prospettiva di assicurare partecipazione e trasparenza, l'Autorità, ha comunque previsto la possibilità, per i soggetti interessati, di presentare osservazioni e proposte, al fine di eventualmente adeguare, integrare o confermare le misure introdotte.
- 1.10. Dall'analisi delle osservazioni pervenute non è tuttavia emersa l'esigenza di apportare ulteriori modifiche al metodo transitorio, che è stato quindi confermato con la deliberazione 18 febbraio 2025, 54/2025/R/tlr (di seguito: deliberazione 54/2025/R/tlr).
- 1.11. Il presente documento riprende e sviluppa i contenuti del documento di consultazione 214/2024/R/tlr. Gli orientamenti dell'Autorità sono stati aggiornati alla luce delle osservazioni ricevute dagli *stakeholder*. Con riferimento alle tematiche oggetto di AIR, si è proceduto a una razionalizzazione delle opzioni

proposte, concentrando l'analisi su quelle ritenute più efficaci per il conseguimento degli obiettivi dell'intervento.

- 1.12. L'Autorità, successivamente alla pubblicazione del presente provvedimento intende organizzare dei *focus group* con le associazioni di utenti e operatori, al fine di approfondire le tematiche trattate nell'ambito del procedimento. Entro l'autunno 2025, l'Autorità prevede di pubblicare un ulteriore documento di consultazione, in cui saranno illustrati in dettaglio gli orientamenti finali per la definizione del metodo tariffario, comprensivi dei parametri di riferimento per la determinazione del vincolo ai ricavi. L'approvazione del provvedimento finale è prevista entro dicembre 2025.
- 1.13. Il documento di consultazione è organizzato in un capitolo introduttivo e nei seguenti:
- Capitolo 2, in cui sono illustrati alcuni elementi di contesto, al fine di approfondire e precisare ulteriormente le finalità dell'intervento regolatorio in fase di definizione;
 - Capitolo 3, in cui sono descritte le proposte per alcuni temi di carattere generale;
 - Capitolo 4, in cui sono illustrate le proposte per le tematiche soggette ad analisi di impatto di regolazione;
 - Capitolo 5, in cui sono descritte le proposte in materia di struttura dei corrispettivi tariffari;
 - Capitolo 6, in cui è trattato il tema delle modalità di validazione dei dati utilizzati per la determinazione del vincolo ai ricavi;
 - Appendice A, in cui sono descritte le caratteristiche del metodo tariffario applicato per il periodo transitorio.

2. Elementi di contesto

- 2.1. Prima di illustrare in dettaglio gli orientamenti dell'Autorità, è opportuno soffermarsi su alcuni elementi di contesto fondamentali per una piena comprensione delle finalità, dei principi e della portata dell'intervento regolatorio in fase di definizione. Tale inquadramento preliminare consente non solo di comprendere meglio le scelte adottate, ma anche di valutare in maniera più consapevole gli effetti attesi e le implicazioni del nuovo assetto regolatorio. In particolare, si intende approfondire i seguenti ambiti:
- a) gli obiettivi dell'intervento dell'Autorità; sebbene tali obiettivi siano già stati illustrati nel documento di consultazione 214/2024/R/tlr, si ritiene opportuno fornire ulteriori chiarimenti volti a precisare alcuni elementi di coerenza dell'azione regolatorie, alla luce di finalità eterogenee e tali da richiedere un attento processo di bilanciamento tra profili potenzialmente in conflitto tra loro;

- b) l'evoluzione del quadro normativo di riferimento; l'intervento regolatorio si inserisce in un contesto normativo in evoluzione, che impone di tenere conto degli obiettivi ambientali e di transizione energetica fissati a livello europeo. Infatti, il recepimento di tali disposizioni nel quadro nazionale non è stato ancora completato, con una conseguente incertezza sull'effettivo impatto per il settore del teleriscaldamento;
- c) gli esiti delle simulazioni dell'applicazione delle diverse metodologie tariffarie; l'Autorità ha condotto simulazioni sull'applicazione delle metodologie tariffarie proposte, rilevando risultati che sono stati in parte inattesi e tali da evidenziare criticità nell'applicazione di alcuni metodi, rendendo necessaria un'ulteriore riflessione sull'adeguatezza delle opzioni considerate.

Obiettivi di intervento dell'Autorità

- 2.2. Nel documento di consultazione 214/2024/R/tlr, l'Autorità ha individuato i seguenti obiettivi generali per il proprio intervento di regolazione tariffaria:
 - a) definire tariffe efficienti del punto di vista allocativo, che consentano contestualmente di garantire la copertura dei costi efficienti del servizio e di mitigare i fallimenti del mercato derivanti dall'assetto monopolistico del settore;
 - b) promuovere lo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento efficienti, attraverso la definizione di un quadro regolatorio che favorisca il raggiungimento degli obiettivi energetici e ambientali previsti in ambito nazionale ed europeo.
- 2.3. Nell'ambito della consultazione, tali obiettivi sono stati in generale condivisi dagli *stakeholder*, sebbene siano emerse alcune osservazioni e richieste di integrazione da parte degli operatori del settore.
- 2.4. In particolare, alcuni esercenti ritengono che il servizio di teleriscaldamento debba essere inquadrato all'interno di un più ampio mercato dei servizi di climatizzazione. L'assenza di obblighi di allaccio conferirebbe agli utenti la possibilità di scegliere tra diverse soluzioni alternative (ad esempio caldaie a gas, caldaie a pellet, pompe di calore), generando una pressione concorrenziale sufficiente a limitare il potere di mercato degli operatori. Inoltre, la presenza di eventuali *switching cost* non costituirebbe, secondo gli esercenti, un ostacolo rilevante, in quanto tali oneri sarebbero compensati dal risparmio inizialmente ottenuto dall'utente, che ha evitato l'investimento in un impianto autonomo optando per il solo contributo di allacciamento alla rete di teleriscaldamento.
- 2.5. L'Autorità non condivide tale posizione e ritiene, al contrario, che la pressione competitiva esercitata dai servizi alternativi sia strutturalmente limitata, non solo per la presenza di *switching cost*, ma anche per le asimmetrie informative che ostacolano una valutazione corretta della convenienza del servizio di teleriscaldamento, come già evidenziato nell'indagine conoscitiva 2022.

- 2.6. Per quanto concerne l'entità e gli effetti degli *switching cost*, si rinvia a quanto indicato nel capitolo 4 dell'indagine conoscitiva 2022. Per quanto riguarda, invece, la capacità degli utenti di effettuare confronti tra i prezzi, si evidenzia che le tariffe del teleriscaldamento non sono direttamente confrontabili con quelle dei servizi alternativi; il prezzo del teleriscaldamento si riferisce all'energia termica utile prelevata, mentre per gli altri servizi l'utente acquista un quantitativo di combustibile (o di energia elettrica) che viene successivamente trasformato in calore tramite un impianto di proprietà. Un confronto attendibile tra i costi dei diversi servizi richiede pertanto competenze tecnico-economiche specifiche sulle caratteristiche degli impianti, al fine di valutare, tra l'altro, le perdite di trasformazione.
- 2.7. Un'ulteriore osservazione sollevata dagli esercenti ha riguardato la necessità di porre maggiore enfasi sulla salvaguardia degli investimenti effettuati, in coerenza con quanto previsto dall'articolo 10 del decreto legislativo 102/2014.
- 2.8. In merito, è opportuno precisare che l'Autorità, nell'ambito del proprio intervento regolatorio, è tenuta a considerare l'insieme dei principi delineati dal legislatore, che, in alcuni casi, possono risultare potenzialmente in contrasto tra loro. Il principio della salvaguardia degli investimenti deve quindi essere armonizzato con altri obiettivi, tra cui la promozione della concorrenza e la necessità di garantire un uso efficiente delle risorse.
- 2.9. La salvaguardia degli investimenti, pertanto, non può essere interpretata come un valore assoluto, ma assume rilievo in quanto compatibile con gli altri obiettivi pubblici perseguiti dalla regolazione. In particolare, il riconoscimento dei costi non può prescindere da una valutazione articolata dell'efficienza, da condurre su due livelli distinti e complementari.
- 2.10. Il primo riguarda l'efficienza intrinseca del servizio di teleriscaldamento, ossia la verifica che i costi sostenuti per l'erogazione del servizio siano coerenti con un livello adeguato di efficienza operativa, in relazione alle caratteristiche tecnico-economiche dell'infrastruttura.
- 2.11. Il secondo livello attiene invece alla sostenibilità del servizio in un contesto concorrenziale; in tale prospettiva, la valutazione dell'efficienza richiede di verificare che i costi del servizio di teleriscaldamento risultino inferiori, o comunque competitivi, rispetto a quelli delle alternative disponibili per l'utente finale, tenendo conto anche delle specifiche condizioni di accesso e di fruizione dei servizi alternativi.

Evoluzione del quadro normativo

- 2.12. L'Unione europea ha progressivamente introdotto misure volte a promuovere l'utilizzo di fonti rinnovabili nel settore del teleriscaldamento, riconoscendone il potenziale strategico nel processo di decarbonizzazione del comparto termico. Nel

tempo, tali disposizioni hanno subito un'evoluzione normativa che ha portato a un rafforzamento degli obiettivi in termini di incremento della quota di rinnovabili, efficienza energetica e riduzione delle emissioni. Il teleriscaldamento è stato così inserito in un quadro europeo sempre più ambizioso, orientato a guidare la trasformazione dei sistemi esistenti verso configurazioni sostenibili e a promuovere la diffusione di nuove reti basate su fonti rinnovabili e calore di recupero.

- 2.13. La complessità delle norme adottate a livello comunitario, unita alla loro continua evoluzione e al tempo necessario per il recepimento a livello nazionale, ha contribuito a delineare un quadro normativo articolato e in costante aggiornamento. In tale contesto, è necessario assicurare un tempestivo e coerente allineamento tra l'evoluzione delle norme applicabili e gli interventi di regolazione attuati a livello nazionale.
- 2.14. In una prima fase, con l'adozione della direttiva (UE) 2018/2001 (cd. RED II), l'Unione europea ha introdotto una serie di disposizioni volte a promuovere l'integrazione delle fonti rinnovabili e del calore di recupero nei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Gli Stati membri sono chiamati ad adottare misure atte a far sì che tali sistemi contribuiscano all'obiettivo generale di incremento dell'uso di energia rinnovabile nel settore termico, secondo modalità attuative tra loro alternative.
- 2.15. Una prima opzione prevede l'impegno a garantire un aumento medio annuo di almeno un punto percentuale nella quota di energia da fonti rinnovabili e da calore o freddo di scarto utilizzata nel teleriscaldamento e teleraffrescamento, calcolato rispetto al livello registrato nel 2020. Tale obbligo si applica in due distinti periodi: 2021–2025 e 2026–2030. È altresì previsto che gli Stati membri con una quota già superiore al 60% potessero considerare tale obiettivo come già raggiunto. Le misure necessarie al conseguimento di tale incremento dovevano essere esplicitate all'interno dei Piani nazionali integrati per l'energia e il clima (PNIEC).
- 2.16. In alternativa, gli Stati membri possono optare per l'introduzione di obblighi di accesso alla rete a favore di fornitori terzi di energia rinnovabile e calore di scarto. In particolare, si prevede che i gestori dei sistemi di teleriscaldamento o teleraffrescamento siano tenuti a connettere, o almeno ad offrire la connessione e l'acquisto di energia termica prodotta da fonti rinnovabili e da calore o freddo di scarto, sulla base di criteri non discriminatori stabiliti dall'autorità competente. Tale obbligo trova applicazione in tre casi specifici: qualora il gestore dovesse soddisfare la domanda di nuovi clienti, sostituire la capacità produttiva esistente o procedere ad un ampliamento della stessa.
- 2.17. In sede di recepimento della direttiva RED II, avvenuto con il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, il legislatore italiano ha scelto di adottare la prima delle due opzioni previste.

- 2.18. In particolare, l'articolo 27 del decreto introduce un obbligo di incremento delle fonti rinnovabili in capo ai soggetti che forniscono energia termica a terzi, sotto forma di calore per il riscaldamento o il raffrescamento, per volumi superiori a 500 TEP annui, secondo traiettorie annuali che saranno definite con apposito decreto attuativo.
- 2.19. Il decreto ministeriale, previsto ma non ancora adottato, dovrà disciplinare nel dettaglio anche le modalità di attuazione dell'obbligo, le procedure di verifica, nonché il funzionamento di un meccanismo compensativo da applicare ai soggetti inadempienti.
- 2.20. La mancata adozione, ad oggi, del decreto attuativo previsto dall'articolo 27 del decreto legislativo 199/2021 comporta una significativa incertezza circa le implicazioni concrete dell'obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili. In assenza di indicazioni precise sulle modalità applicative, risulta difficile per gli operatori valutare l'entità degli investimenti necessari e pianificare in modo adeguato gli interventi.
- 2.21. Un elemento particolarmente critico riguarda l'ammontare del contributo compensativo che i soggetti obbligati potranno versare in alternativa all'adempimento diretto dell'obbligo. Gli interventi per l'integrazione delle rinnovabili nel teleriscaldamento possono infatti comportare costi rilevanti, anche per la difficoltà di individuare fonti di energia termica rinnovabile disponibili localmente.
- 2.22. Qualora il contributo compensativo fosse determinato sulla base del costo marginale sistemico delle fonti rinnovabili termiche (generalmente inferiore a quello di integrazione di fonti rinnovabili nelle reti di teleriscaldamento), il relativo importo potrebbe non riflettere in modo adeguato i costi effettivamente sostenuti nel comparto del teleriscaldamento. In tale contesto, per gli operatori del settore potrebbe risultare economicamente più conveniente adempiere all'obbligo tramite il versamento del contributo, piuttosto che attraverso la realizzazione diretta degli interventi di integrazione delle rinnovabili.
- 2.23. L'incertezza sulle reali implicazioni per il settore rende più complessa la definizione di politiche regolatorie efficaci. In particolare, senza riferimenti normativi chiari, risulta difficile calibrare in modo adeguato incentivi e criteri tariffari, con il rischio di compromettere la coerenza del metodo regolatorio rispetto agli obiettivi di sviluppo del settore e al percorso di transizione energetica.
- 2.24. Proprio l'incompletezza del quadro normativo ha rappresentato, nel 2024, uno dei principali fattori che hanno determinato il rinvio dei termini per la definizione del metodo tariffario definitivo.
- 2.25. Al quadro di incertezza già evidenziato si aggiunge quanto previsto dalla direttiva (UE) 2023/2413 (cd. RED III), che ha modificato ulteriormente gli obiettivi europei in materia di integrazione delle rinnovabili nel teleriscaldamento. Sebbene la RED

III rafforzi l'ambizione della strategia comunitaria, permane un elemento di incertezza legato alla possibilità, per alcuni Stati membri, di essere esclusi dall'applicazione delle nuove disposizioni, sulla base di criteri quantitativi specifici.

- 2.26. In particolare, la direttiva fissa un obiettivo indicativo di incremento medio annuo della quota di energia da fonti rinnovabili e calore di recupero pari a 2,2 punti percentuali nel periodo 2021–2030, rispetto al livello del 2020. Il calcolo deve essere effettuato sul consumo finale lordo del settore, adeguato alle condizioni climatiche medie, e può includere anche l'energia elettrica da fonti rinnovabili.
- 2.27. La RED III richiede inoltre la definizione di misure volte a favorire l'accesso per fornitori terzi di energia rinnovabile o calore di scarto ai sistemi con capacità superiore a 25 MW_t, in caso di nuova domanda, sostituzione o ampliamento della capacità di produzione di energia termica, secondo criteri non discriminatori, definiti a livello nazionale. I gestori possono rifiutare la connessione solo in presenza di motivazioni tecniche, economiche o di efficienza, che devono essere adeguatamente giustificate e sottoposte a verifica.
- 2.28. L'aspetto più rilevante, anche in relazione all'impostazione del metodo tariffario, riguarda tuttavia la possibilità per gli Stati membri di essere esclusi dall'applicazione degli obblighi nel caso in cui il teleriscaldamento e teleraffrescamento abbia rappresentato, al 24 dicembre 2018, una quota pari o inferiore al 2% del consumo finale lordo di energia per riscaldamento e raffrescamento.
- 2.29. Tale eventualità è stata espressamente considerata nell'ultima versione del PNIEC (2024). È pertanto possibile che in sede di recepimento della direttiva RED III si proceda a una revisione degli obblighi di incremento delle rinnovabili nel settore del teleriscaldamento, allineandoli a quelli previsti per la generalità del settore termico, con la conseguente riduzione delle esigenze di investimento nel settore.
- 2.30. Ulteriori modifiche alla disciplina di settore dovranno essere introdotte con il recepimento della nuova direttiva (UE) 2023/1791 sull'efficienza energetica (cd. EED), che ha rivisto i criteri per la classificazione dei sistemi di teleriscaldamento come "efficienti". La direttiva, in particolare, introduce due distinte modalità alternative di qualificazione: una basata sulla composizione delle fonti energetiche utilizzate, l'altra sul fattore di emissione del sistema di teleriscaldamento.
- 2.31. Entrambe le opzioni si caratterizzano per una struttura dinamica e progressivamente più stringente nel tempo, in linea con gli obiettivi europei di neutralità climatica. Questa articolazione temporale impone agli operatori un adeguamento graduale ma costante delle tecnologie impiegate e delle fonti di approvvigionamento.
- 2.32. Nel caso in cui si adotti il criterio relativo alla modalità di produzione dell'energia termica, la direttiva stabilisce soglie minime differenziate in funzione degli anni di riferimento. Fino al 2027 è richiesto, in alternativa, almeno il 50% di energia rinnovabile o di calore di scarto, oppure il 75% di calore da cogenerazione, o

combinazioni equivalenti. Le percentuali richieste crescono progressivamente fino al 2050, quando potranno essere considerati efficienti solo i sistemi alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili e/o calore di scarto.

- 2.33. Qualora si scelga invece di adottare il criterio basato sul fattore di emissione, l'efficienza viene definita sulla base di soglie massime di CO₂ emessa per unità di energia fornita. Anche in questo caso, i requisiti diventano più severi nel tempo: da un massimo di 200 g/kWh fino al 2025, si dovrà arrivare a zero emissioni nel 2050.
- 2.34. La direttiva introduce inoltre un obbligo di predisposizione di un piano di rientro per i sistemi che non rispettano i requisiti di efficienza, da sottoporre all'approvazione dell'autorità competente, con l'obiettivo di garantire un percorso di adeguamento progressivo.
- 2.35. Anche in questo caso, la possibilità per gli Stati membri di scegliere tra diverse opzioni per il recepimento della direttiva contribuisce ad aumentare l'incertezza normativa.
- 2.36. In merito alle modalità applicative del sistema europeo di scambio delle quote di emissione (ETS), si richiamano alcune rilevanti modifiche introdotte dalla Direttiva (UE) 2023/959. A decorrere dal 1° gennaio 2024, è stato previsto l'obbligo di monitoraggio, comunicazione e verifica delle emissioni per gli impianti di incenerimento dei rifiuti con potenza termica nominale superiore a 20 MW. La Direttiva stabilisce, inoltre, che la Commissione europea valuti, entro luglio 2026, la possibilità di includere tali impianti nel sistema ETS a partire dal 2028, con la facoltà di posticipare l'inclusione fino al 2030 qualora sussistano motivazioni giustificate.
- 2.37. Si segnala, infine, l'avvio del cosiddetto ETS 2, che potrebbe determinare un impatto significativo sui costi dei servizi alternativi al teleriscaldamento. Con l'entrata in vigore del nuovo sistema, anche gli utenti finali del settore gas (in particolare le famiglie e le microimprese che utilizzano gas metano per il riscaldamento) saranno indirettamente soggetti agli oneri connessi all'acquisto delle quote di emissione. I fornitori di gas, infatti, dovranno acquisire tali quote per ogni tonnellata di CO₂ generata dalla combustione, trasferendo i relativi costi sui consumatori finali attraverso un progressivo aumento del prezzo del gas. Ne potrebbe derivare un rincaro del riscaldamento domestico a gas, con effetti economici potenzialmente rilevanti per le utenze residenziali non allacciate a reti di teleriscaldamento o prive di soluzioni alternative a basse emissioni.
- 2.38. L'avvio dell'ETS 2 potrebbe pertanto richiedere una rivalutazione delle tecnologie di riferimento per il calcolo del costo evitato o quantomeno un aggiornamento delle modalità di calcolo.

Esito delle simulazioni

- 2.39. In coerenza con quanto previsto dalla metodologia AIR, l'Autorità ha condotto simulazioni sull'applicazione delle diverse metodologie tariffarie, al fine di confrontarne i risultati ed evidenziare eventuali criticità di implementazione.
- 2.40. Per lo svolgimento delle simulazioni, si è resa necessaria una raccolta dati mirata, differenziata in base alla metodologia tariffaria presa in considerazione. In particolare:
- a) per l'applicazione del metodo *cost of service*, sono stati raccolti dati relativi ai costi operativi e alla consistenza dei cespiti impiegati per l'erogazione del servizio, come risultanti dalle fonti contabili obbligatorie;
 - b) per il metodo del *costo standard* e quello del costo evitato, sono stati invece acquisiti dati sui principali *driver* di costo (quali l'energia prodotta e immessa in rete da ciascuna tipologia di impianto, la dimensione e la densità termica della rete, l'energia fatturata, ecc.).
- 2.41. Considerata la numerosità dei sistemi di teleriscaldamento (oltre 300), le simulazioni sono state effettuate su un campione rappresentativo degli operatori attivi nei diversi contesti territoriali. Sono state incluse sia grandi reti urbane alimentate a gas naturale, sia reti montane servite da impianti a biomassa. Per garantire l'affidabilità e la verificabilità delle informazioni, sono stati utilizzati dati consuntivi relativi all'anno 2023.
- 2.42. Una prima criticità emersa nella raccolta dati ha riguardato le difficoltà, in particolare per gli operatori di minori dimensioni e privi di esperienza regolatoria in materia tariffaria, nel predisporre una base informativa adeguata all'applicazione del metodo *cost of service*. In alcune realtà non è stato possibile reperire i valori originari di iscrizione degli *asset* o articolare correttamente i cespiti secondo le categorie definite dall'Autorità.
- 2.43. Un'ulteriore problematica è stata riscontrata nell'analisi dei dati di costo delle *multiutility*, attive anche in altri settori energetici e ambientali. In questi casi, *asset* e risorse sono spesso condivisi tra diverse società dello stesso gruppo, e messi a disposizione del gestore del servizio tramite contratti di fornitura o servizio. La verifica della congruità dei prezzi di tali contratti si è rivelata particolarmente complessa, anche a causa dell'assenza di obblighi di separazione contabile specifici per il teleriscaldamento.
- 2.44. Oltre alle difficoltà di carattere operativo, dalle simulazioni è emerso un ulteriore elemento di attenzione, rappresentato dalla presenza, in alcune realtà, di significativi scostamenti tra i risultati dell'applicazione del metodo *cost of service* e quelli del metodo del costo *standard*. Nello specifico, il valore delle tariffe risultanti dall'applicazione del metodo *cost of service* è risultato in alcuni casi di molto superiore (oltre al 35%) a quelle risultanti dall'applicazione del costo *standard*.

- 2.45. Nel valutare le significative differenze emerse tra le tariffe calcolate secondo il metodo *cost of service* e quelle risultanti dall'applicazione del metodo del *costo standard*, è opportuno chiarire il razionale sottostante alla definizione di quest'ultimo.
- 2.46. La metodologia di riferimento per la stima del *costo standard* per l'attività di produzione di energia termica sviluppata da RSE si pone l'obiettivo di individuare un livello di costo sostenibile nel medio-lungo periodo, più che la frontiera teorica di efficienza ottimale. Ciò significa che la stima non mira a riflettere un ottimo teorico, ma piuttosto a riflettere un *benchmark* realizzabile, che tenga conto delle condizioni operative prevalenti nel settore. In questo senso, si è cercato un equilibrio tra il riconoscimento di costi realistici e il mantenimento di uno stimolo all'efficienza.
- 2.47. Analogamente, anche per la definizione della funzione di costo relativa alle attività di distribuzione, misura e vendita, l'Autorità ha adottato un approccio prudentiale. Tale funzione è stata costruita a partire sia da dati di letteratura tecnico-economica, sia da informazioni ottenute nell'ambito della raccolta dati. L'obiettivo, anche in questo caso, non era quello di costruire un modello teorico di massima efficienza, bensì di definire un *benchmark* rappresentativo, secondo criteri prudentiali, dei costi di tali attività.
- 2.48. Le differenze riscontrate richiedono pertanto un approfondimento delle cause, che potrebbero includere inefficienze gestionali strutturali, distorsioni nella contabilità regolatoria, o altri elementi esogeni non ancora correttamente intercettati nella funzione di costo adottata.
- 2.49. Le evidenze disponibili rafforzano la necessità di procedere con ulteriori analisi e confronti, anche per comprendere se tali scostamenti siano riconducibili a situazioni anomale e isolate, oppure se segnalino limiti sistemici delle metodologie esistenti.
- 2.50. Proprio per evitare di adottare una metodologia tariffaria definitiva in assenza degli approfondimenti necessari, l'Autorità ha deciso di prorogare il periodo di applicazione del metodo transitorio all'anno in corso (2025). Tale scelta consente di proseguire l'analisi avviata, estendendola a un numero più ampio di operatori, così da rafforzare la base informativa e migliorare la comprensione delle condizioni economiche e operative del settore.
- 2.51. In assenza di tali approfondimenti, non sarebbe stato opportuno procedere con l'applicazione di una metodologia tariffaria definitiva, in quanto si sarebbero potute determinare rilevanti criticità: da un lato, il rischio di riconoscere costi non efficienti attraverso il metodo *cost of service*; dall'altro, la possibilità che il metodo del *costo standard* non garantisse la sostenibilità economico-finanziaria, con potenziali ripercussioni sulla continuità e qualità del servizio.
- 2.52. Nel caso in cui fosse confermata la presenza di realtà caratterizzate da livelli di costo strutturalmente elevati e, in particolare, superiori al costo evitato, si renderà

necessario valutare con particolare attenzione le scelte regolatorie da adottare. Come indicato nell'ambito dell'indagine conoscitiva 2022, in un contesto di mercato concorrenziale il costo evitato rappresenta un riferimento fondamentale, in quanto identifica il livello massimo di prezzo che un utente è disposto a sostenere per continuare a usufruire del servizio di teleriscaldamento prima di orientarsi verso soluzioni alternative.

- 2.53. L'applicazione di tariffe superiori al costo evitato determinerebbe, nel tempo, un disincentivo strutturale alla permanenza degli utenti nel servizio di teleriscaldamento. Questo potrebbe tradursi in un aumento delle disconnessioni e in una progressiva riduzione della base utenti, con effetti negativi sulla sostenibilità del servizio, soprattutto in reti dove la copertura dei costi dipende da un'adeguata diffusione dell'utenza.
- 2.54. Inoltre, la presenza di reti caratterizzate da costi strutturalmente elevati pone l'accento sull'importanza di orientare lo sviluppo del settore verso soluzioni in grado di assicurare solidità economica nel lungo periodo. In un contesto che richiede investimenti significativi per la decarbonizzazione, risulta essenziale destinare le risorse disponibili (pubbliche e private) a infrastrutture e progetti che presentino adeguati requisiti di sostenibilità economica.

Spunti per la consultazione

S.1 *Si ritiene che ci siano ulteriori elementi rilevanti per la definizione del metodo tariffario? Motivare la risposta.*

3. Disposizioni di carattere generale

Periodo di applicazione del metodo tariffario

- 3.1. Nel documento di consultazione 214/2024/R/tlr, l'Autorità ha proposto di adottare un periodo di regolazione della durata di 4 anni, in modo analogo a quanto previsto in altri settori regolati.
- 3.2. Alcuni *stakeholder* (tra cui associazioni di consumatori e di esercenti) hanno suggerito, nell'ambito della consultazione, di valutare l'adozione di un periodo regolatorio più breve, pari a due anni, oppure di prevedere una verifica intermedia. Tale richiesta è motivata dalle possibili discontinuità che potrebbero derivare dall'introduzione del nuovo regime di tariffe amministrative.
- 3.3. L'Autorità, tuttavia, non ritiene opportuno un periodo regolatorio così breve. Le misure proposte, anche grazie agli affinamenti contenuti nel presente documento, assicurano infatti un'applicazione graduale del nuovo regime. Si ricorda peraltro che i metodi proposti prevedono meccanismi di indicizzazione dei parametri

rilevanti per la definizione del vincolo ai ricavi, con la conseguente possibilità di adeguare il vincolo dei ricavi al variare delle condizioni di contesto. L'Autorità intende pertanto confermare l'applicazione di un periodo di regolazione di almeno 4 anni.

Spunti per la consultazione

S.2 *Si condivide un periodo di applicazione del metodo della durata di 4 anni? Motivare la risposta.*

Regime di esclusione

- 3.4. Nel settore del teleriscaldamento, la dimensione degli operatori è estremamente eterogenea. Il servizio è fornito sia da grandi imprese multiservizi sia da operatori di piccole dimensioni.
- 3.5. In tale contesto, l'applicazione del metodo tariffario potrebbe comportare oneri non sostenibili per i soggetti di minori dimensioni. Per questo motivo, nel documento di consultazione 214/2024/R/tlr, l'Autorità ha proposto di escludere gli esercenti di minori dimensioni dall'ambito di applicazione del metodo tariffario, prevedendo unicamente il monitoraggio dei prezzi praticati. Come soglia di esclusione è stata proposta quella già utilizzata per il periodo transitorio, pari a una potenza convenzionale di 30 MW.
- 3.6. Nell'ambito della consultazione, gli operatori hanno espresso osservazioni diversificate. Alcuni esercenti hanno condiviso l'impostazione dell'Autorità, mentre altri hanno proposto modifiche ai criteri per la determinazione della soglia di esclusione, suggerendo in particolare:
 - di considerare anche il numero di utenti (individuando una soglia pari a 500 utenti);
 - di incrementare la soglia di esclusione a 50 MW.
- 3.7. L'Autorità non ritiene opportuno accogliere tali proposte, in quanto risulta prioritario garantire un livello di tutele uniforme al più ampio numero possibile di utenti del servizio. In merito alla proposta di considerare il numero di utenti, si osserva che, nel servizio di teleriscaldamento, l'utente tipico è rappresentato da un condominio. Di conseguenza, la soglia proposta (500 utenti) rischierebbe di comprendere operatori di dimensioni tutt'altro che marginali.
- 3.8. Alcuni operatori hanno inoltre richiesto l'esenzione per le società cooperative, sostenendo che tali soggetti, in genere, condividono gli utili con i soci. Anche questa proposta non è condivisibile, poiché la soglia di esclusione è basata esclusivamente su valutazioni sulla sostenibilità economica degli oneri derivanti dall'applicazione del metodo tariffario. Non appare invece opportuno discriminare il livello di tutela sulla base della forma giuridica dell'operatore. Si ricorda, peraltro, che le

cooperative possono fornire il servizio anche a utenti non soci, che non partecipano alla redistribuzione degli utili.

- 3.9. Per quanto riguarda il trattamento degli operatori esclusi dall'applicazione del metodo tariffario, l'Autorità intende confermare quanto già proposto nel primo documento di consultazione. In particolare, sarà previsto il monitoraggio dei prezzi applicati, con la possibilità di introdurre misure prescrittive in caso di anomalie. Per lo svolgimento delle attività di monitoraggio si propone di utilizzare come riferimento il valore del costo evitato.

Spunti per la consultazione

S.3 *Si condivide l'applicazione di un regime speciale per gli esercenti di minori dimensioni? Motivare la risposta.*

Perimetro di applicazione del vincolo ai ricavi

- 3.10. Nel caso in cui un esercente gestisca più reti di teleriscaldamento, è necessario definire il perimetro di applicazione del vincolo ai ricavi. In particolare, occorre chiarire se tale vincolo debba riferirsi al totale complessivo dei ricavi dell'esercente oppure essere applicato distintamente a ciascuna rete gestita.
- 3.11. L'Autorità, nel documento di consultazione 214/2024/R/tlr, ha preso in esame sia l'ipotesi di applicare un vincolo ai ricavi specifico per ciascuna rete di teleriscaldamento, sia l'opzione di adottare un perimetro più ampio.
- 3.12. L'applicazione di un vincolo ai ricavi distinto per ciascuna rete potrebbe contribuire a evitare l'insorgere di sussidi incrociati tra utenti serviti da reti differenti. Le reti di teleriscaldamento, infatti, operano come sistemi tra loro indipendenti, con costi di erogazione del servizio che possono variare sensibilmente in funzione sia delle caratteristiche degli impianti di produzione disponibili, sia della densità dell'utenza servita.
- 3.13. Viceversa, l'adozione di un ambito tariffario più esteso potrebbe aumentare la competitività del teleriscaldamento rispetto ad altre soluzioni di riscaldamento alternative, garantendo all'esercente una maggiore flessibilità nella formulazione delle offerte commerciali.
- 3.14. Nell'ambito della consultazione, la maggior parte degli esercenti ha espresso la propria preferenza per l'adozione di un perimetro tariffario flessibile, sottolineandone i benefici in termini di semplificazione amministrativa e di stimolo alla competitività del servizio.
- 3.15. Un'associazione di consumatori ha invece espresso una posizione differente, manifestando la propria preferenza per l'applicazione di vincoli ai ricavi distinti per ciascuna rete, al fine di evitare sussidi incrociati tra gli utenti.

- 3.16. L’Autorità ritiene che, almeno nel breve termine, possa essere preferibile privilegiare la flessibilità commerciale, anche al fine di garantire un’adeguata gradualità nel passaggio a un regime di tariffe regolate. Nel prossimo periodo di regolazione, potrà essere rivalutata la possibilità di un progressivo allineamento dei prezzi al costo specifico di ciascuna rete, con l’obiettivo di ridurre gradualmente eventuali sussidi incrociati tra utenti serviti da reti distinte.

Spunti per la consultazione

S.4 *Si condivide l’orientamento di applicare un perimetro flessibile del vincolo ai ricavi? Motivare la risposta.*

Trattamento degli operatori non verticalmente integrati

- 3.17. Il servizio di teleriscaldamento è in genere erogato da un’unica società verticalmente integrata o da più società appartenenti al medesimo gruppo societario.
- 3.18. In un numero limitato di casi, tuttavia, il servizio è svolto da operatori privi di impianti di produzione, che acquistano energia termica da soggetti terzi esterni al gruppo, a condizioni economiche liberamente concordate tra le parti.
- 3.19. Il riconoscimento a piè di lista dei costi sostenuti per tali acquisti potrebbe determinare tariffe non coerenti con i reali costi di produzione, esponendo gli utenti al rischio di oneri non giustificati. Per prevenire tali criticità, l’Autorità, nel documento di consultazione 214/2024/R/tlr, ha proposto di sottoporre tali costi a una verifica di congruità, applicando gli stessi criteri utilizzati per il riconoscimento dei costi nelle società verticalmente integrate.
- 3.20. Nell’ambito della consultazione, alcuni operatori hanno contestato la proposta dell’Autorità, ritenendo preferibile il riconoscimento dei costi effettivamente sostenuti, in quanto derivanti da una libera negoziazione tra le parti. È stato inoltre evidenziato che eventuali verifiche di congruità potrebbero comportare oneri amministrativi significativi.
- 3.21. La richiesta di riconoscere automaticamente i costi di acquisto dell’energia termica non può essere accolta, in quanto non garantirebbe un’adeguata tutela degli utenti. Un simile approccio potrebbe inoltre incentivare comportamenti opportunistici, con la creazione di assetti societari non integrati finalizzati ad aggirare i controlli regolatori.
- 3.22. Alcuni operatori hanno inoltre evidenziato che l’imposizione di limiti al riconoscimento dei costi potrebbe generare criticità nei casi di contratti stipulati prima dell’intervento regolatorio, qualora il prezzo di cessione del calore risulti non compatibile con i vincoli economici derivanti dall’applicazione del metodo tariffario.

- 3.23. Nell'ambito del procedimento, l'Autorità intende svolgere specifici approfondimenti, comprensivi di un'analisi dettagliata dei contenuti dei contratti, anche in considerazione del numero limitato di casi di questo tipo. Qualora siano confermate potenziali criticità, sarà introdotto un regime specifico per la gestione di tali casistiche.

Spunti per la consultazione

S.5 *Si condividono le modalità di trattamento degli operatori non verticalmente integrati? Motivare la risposta.*

Gestione degli scostamenti tra il vincolo ai ricavi e i ricavi effettivamente conseguiti

- 3.24. In tutti i servizi regolati possono verificarsi scostamenti tra il vincolo ai ricavi e i ricavi effettivamente conseguiti, a causa dell'incertezza legata all'andamento dei *driver* tariffari, tipicamente rappresentati dai volumi erogati all'utenza. Nel caso del servizio di teleriscaldamento, tale incertezza risulta ancora più accentuata, poiché non riguarda solo i ricavi effettivi, ma anche l'evoluzione dei costi di erogazione del servizio. La regolazione tariffaria, infatti, non si applica esclusivamente ad attività con una predominanza di costi fissi (come la distribuzione o la misura), ma comprende anche attività con un'elevata incidenza di costi variabili, come la produzione di energia termica. Il costo di produzione dell'energia termica può subire variazioni significative in funzione di diversi fattori, tra cui il livello della domanda, l'andamento dei prezzi dei combustibili e le scelte di dispacciamento adottate.
- 3.25. Alla luce delle caratteristiche del contesto, risulta necessario individuare criteri e modalità per il trattamento degli inevitabili scostamenti tra i costi riconosciuti per l'erogazione del servizio e i ricavi effettivamente conseguiti.
- 3.26. A tal fine, l'Autorità intende introdurre un meccanismo di compensazione, finalizzato a regolare tali scostamenti mediante l'adeguamento del vincolo ai ricavi relativo agli anni successivi a quello di riferimento.
- 3.27. Considerata l'esigenza di disporre di dati certi sull'andamento di costi e ricavi, la compensazione potrà essere effettuata attraverso l'adeguamento dei costi riconosciuti relativi all'anno $t+2$ rispetto a quello preso a riferimento, come indicato nella seguente formula:

$$VR_t = CR_t - (R_{t-2} - VR_{t-2}) \cdot \prod_{a=t-1}^t (1 + I_a)$$

dove:

- VR_t è il vincolo ai ricavi nell'anno t ;

- CR_t è il costo riconosciuto nell'anno t , risultante dall'applicazione del metodo tariffario definito dall'Autorità;
- R_{t-2} sono i ricavi conseguiti² nell'anno $t-2$;
- VR_{t-2} è il vincolo ai ricavi relativo all'anno $t-2$;
- I_a è il tasso di inflazione dell'annuo a .

3.28. Si propone di applicare il medesimo meccanismo anche alla gestione degli scostamenti tra vincolo ai ricavi e ricavi effettivamente conseguiti nel periodo transitorio. Come previsto al comma 8.2 del MTL-T, in tale fase la compensazione sarà attivata esclusivamente nei casi in cui i ricavi effettivamente conseguiti risultino superiori al vincolo ai ricavi.

Spunti per la consultazione

S.6 *Si condividono le modalità di gestione degli scostamenti tra costo riconosciuto e ricavi effettivamente conseguiti? Motivare la risposta.*

4. Temi soggetti ad analisi di impatto di regolamentazione

- 4.1. I temi di maggiore rilievo per la definizione del metodo tariffario, in coerenza con quanto stabilito nella delibera di avvio del procedimento, sono stati sottoposti ad Analisi di Impatto della Regolazione (AIR). Per ciascun ambito di intervento, sono state individuate diverse opzioni, valutate in relazione a specifici obiettivi individuati dall'Autorità.
- 4.2. Le tematiche più rilevanti, soggette a AIR, riguardano:
- a) la metodologia tariffaria da utilizzare per la definizione del vincolo ai ricavi;
 - b) le modalità di trattamento degli impianti di cogenerazione;
 - c) le modalità di valorizzazione dell'energia ottenuta tramite il recupero di cascami termici industriali.
- 4.3. Le osservazioni presentate dagli *stakeholder* nel corso della consultazione hanno permesso di approfondire sia gli impatti derivanti dall'adozione delle singole opzioni, sia le potenziali criticità di tipo attuativo.
- 4.4. Con il presente documento di consultazione, l'Autorità intende concentrarsi sulle opzioni che hanno evidenziato il miglior rapporto costi-benefici, introducendo eventuali affinamenti sulla base dei contributi emersi nel processo consultivo. Le opzioni verranno riesaminate in riferimento agli stessi obiettivi delineati nel documento di consultazione 214/2024/R/tlr.

² Per ricavi conseguiti si intendono i ricavi risultanti da bilancio. Il meccanismo, in particolare, non è finalizzato a erogare compensazioni per il rischio di mancati pagamenti.

- 4.5. Gli orientamenti finali e le relative motivazioni saranno presentati in un successivo documento di consultazione, la cui pubblicazione è prevista per il mese di ottobre 2025.

Metodologia per la definizione del vincolo ai ricavi

- 4.6. Nel documento di consultazione 214/2024/R/tlr, l'Autorità ha sottoposto ad AIR le seguenti opzioni per la definizione del vincolo ai ricavi:
- a) opzione A.0 (opzione nulla), che prevede la definizione del vincolo ai ricavi sulla base del metodo del costo evitato e corrisponde allo *status quo*;
 - b) opzione A.1, che prevede l'adozione di un approccio *cost of service*, con la definizione del vincolo ai ricavi a partire dai costi sostenuti dagli esercenti;
 - c) opzione A.2, che prevede la definizione del vincolo ai ricavi sulla base di costi *standard*;
 - d) opzione A.3, che prevede di adottare un approccio *revenue cap*, ossia di definire il vincolo ai ricavi sulla base dei costi sostenuti dagli esercenti in un anno di riferimento e di aggiornare il vincolo su base parametrica, in relazione a specifici indicatori rappresentativi dell'evoluzione del costo degli *input* necessari all'erogazione del servizio (inflazione, costo del combustibile, ecc.).
- 4.7. Per la valutazione delle opzioni proposte, l'Autorità ha individuato i seguenti obiettivi specifici:
- a) promuovere lo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento efficienti;
 - b) fornire incentivi all'incremento dell'efficienza nella gestione del servizio;
 - c) prevedere meccanismi volti al trasferimento delle maggiori efficienze agli utenti del servizio;
 - d) considerare l'equilibrio economico-finanziario dei gestori;
 - e) favorire la semplicità amministrativa.
- 4.8. Tra le alternative proposte, l'Autorità ha ritenuto preferibile l'opzione A.2, in quanto caratterizzata da un elevato livello di efficacia rispetto a tutti gli obiettivi specifici individuati.
- 4.9. L'adozione di un approccio basato sul costo *standard* presenta infatti diversi vantaggi. In primo luogo, garantisce una maggiore semplicità di applicazione, poiché non richiede l'acquisizione e la validazione puntuale dei dati di costo dei singoli esercenti. Inoltre, introduce un forte incentivo all'efficienza, consentendo agli operatori di trattenere gli eventuali benefici derivanti da un ulteriore incremento di efficienza rispetto al *benchmark* definito dall'Autorità.
- 4.10. Nell'ambito della consultazione, la maggior parte degli esercenti ha tuttavia espresso riserve sull'opzione proposta, ritenendo che l'applicazione di un metodo basato sul costo *standard* non sia adeguata al settore del teleriscaldamento, a causa della marcata eterogeneità delle condizioni di erogazione del servizio.

- 4.11. Uno dei principali fattori che influenzano tali costi è la densità termica, intesa come il rapporto tra la domanda complessiva di calore e l'estensione della rete. In contesti caratterizzati da elevata densità termica, come i centri urbani, i costi per unità di energia fornita risultano generalmente inferiori grazie alla maggiore efficienza della rete, alla riduzione delle dispersioni e alla possibilità di ripartire i costi infrastrutturali su un numero maggiore di utenti. Al contrario, in territori con bassa densità termica, tipici delle aree meno urbanizzate o con insediamenti sparsi, i costi di esercizio e di manutenzione della rete, nonché quelli legati alle perdite di distribuzione, tendono a essere sensibilmente più elevati.
- 4.12. Secondo gli esercenti, un ulteriore fattore di complessità è rappresentato dalla eterogeneità delle fonti di produzione del calore. I sistemi di teleriscaldamento possono essere alimentati da un'ampia gamma di fonti (cogenerazione, termovalorizzatori, biomasse, geotermia, recupero di calore da processi industriali, solare termico) ciascuna delle quali comporta differenti requisiti tecnologici, livelli di efficienza e strutture di costo. A ciò si somma la diversa disponibilità locale delle fonti e i costi specifici legati al loro utilizzo.
- 4.13. La posizione espressa dagli esercenti è condivisibile solo parzialmente. Sebbene la definizione di una funzione di costo comporti indubbiamente alcune complessità, queste possono essere efficacemente affrontate mediante la corretta identificazione e modellizzazione dei principali *driver* di costo. L'applicazione del metodo, infatti, non implica la necessità di considerare tutte le variabili che impattano sui costi del servizio, ma esclusivamente quelle più significative, in modo da assicurare la sostanziale congruità dei ricavi riconosciuti agli esercenti.
- 4.14. L'Autorità ritiene pertanto che le potenziali criticità non siano riconducibili alle caratteristiche intrinseche del metodo basato sui costi *standard*, bensì alla capacità del modello adottato di rappresentare in modo adeguato i principali *driver* di costo che influenzano l'erogazione del servizio.
- 4.15. Nell'ambito del procedimento, come già evidenziato in precedenza (cfr. paragrafi da 2.40 a 2.48), l'Autorità ha effettuato simulazioni sull'applicazione sia del metodo basato sul costo *standard*, che del metodo *cost of service*, seppur su un campione limitato di operatori. In alcune realtà, tali simulazioni hanno evidenziato scostamenti significativi tra i risultati derivanti dall'applicazione del costo *standard* e i costi effettivamente sostenuti dagli esercenti.
- 4.16. Alla luce dei risultati emersi, l'Autorità ritiene opportuno procedere con ulteriori approfondimenti, anche attraverso un eventuale ampliamento del campione di operatori coinvolti, al fine di verificare la robustezza e l'applicabilità del metodo su scala più estesa. L'acquisizione di ulteriori dati da analizzare consente di formulare valutazioni *evidence based*, fondamentali al fine di dare al settore la necessaria chiarezza, in un momento particolarmente critico per lo sviluppo del servizio di teleriscaldamento e per il conseguimento degli obiettivi di transizione energetica previsti dalla normativa europea.

- 4.17. L'estensione delle analisi potrebbe tuttavia risultare non compatibile con i tempi previsti per la conclusione del procedimento in corso. L'Autorità ritiene pertanto opportuno rinviare eventuali decisioni sull'applicazione del metodo basato sul costo *standard* al prossimo periodo di regolazione, così da consentire lo svolgimento degli approfondimenti necessari.
- 4.18. Nell'ambito della consultazione sono state evidenziate alcune criticità anche in relazione all'opzione A.3, che prevede di definire il vincolo ai ricavi sulla base del metodo del *revenue cap*. Secondo alcuni operatori, l'utilizzo di uno specifico anno di riferimento per la determinazione dei costi riconosciuti non sarebbe adeguato, in quanto gli obiettivi di transizione energetica potrebbero comportare modifiche rilevanti del *mix* produttivo in un arco temporale relativamente breve.
- 4.19. L'Autorità ritiene condivisibile tale osservazione e considera pertanto opportuno escludere questa opzione tra quelle prese in esame per l'individuazione del metodo tariffario, quanto meno per il primo periodo di regolazione.
- 4.20. Nel presente documento di consultazione saranno quindi ulteriormente sviluppate solo le opzioni A.1 (metodo del costo evitato) e A.2 (metodo *cost of service*). Tali opzioni sono state affinate anche alla luce delle osservazioni pervenute nell'ambito della consultazione.
- 4.21. Nel documento di consultazione 214/2024/R/tlr, il metodo del costo evitato, pur presentando potenziali vantaggi in termini di incentivi all'efficienza e semplicità amministrativa (per ulteriori dettagli si veda il paragrafo 4.17 del documento), non era stato individuato dall'Autorità come opzione preferita, per le seguenti motivazioni:
- a) potrebbe ostacolare il perseguimento degli obiettivi di aumento del contributo delle fonti rinnovabili previsti dalla normativa europea, in particolare nei casi in cui i costi delle tecnologie alternative fossero inferiori a quelli del servizio di teleriscaldamento;
 - b) non consentirebbe di trasferire agli utenti finali del servizio le efficienze derivanti dall'eventuale utilizzo di fonti energetiche a basso costo (come gli impianti di termovalorizzazione).
- 4.22. Va tuttavia evidenziato che le criticità rappresentate costituiscono una valutazione preliminare delle caratteristiche generali del metodo del costo evitato e risultano potenzialmente superabili mediante l'introduzione di opportuni accorgimenti volti ad adeguare le modalità applicative del metodo.
- 4.23. Nell'ambito della consultazione, anche gli *stakeholder* hanno evidenziato come le criticità del metodo possano essere risolte attraverso opportuni interventi correttivi. In particolare:
- a) gli esercenti hanno sottolineato che le problematiche connesse allo sviluppo delle fonti rinnovabili potrebbero essere affrontate mediante un'adeguata valorizzazione delle esternalità ambientali;

- b) le associazioni dei consumatori, a loro volta, hanno evidenziato che i benefici derivanti dall'utilizzo di impianti a basso costo, come i termovalorizzatori, potrebbero essere trasferiti agli utenti finali attraverso l'applicazione di specifici coefficienti correttivi al valore del costo evitato.
- 4.24. Al riguardo si segnala che l'Autorità ha già introdotto meccanismi correttivi di varia natura alle modalità applicative del metodo, rispetto a un costo evitato "puro". In particolare:
- a) fin dal primo anno di applicazione è stato previsto un *cap* al valore del costo del combustibile considerato per il calcolo del costo evitato, limitatamente alla quota di energia prodotta da impianti non alimentati a gas naturale, al fine di garantire la congruità dei prezzi applicati agli utenti anche in presenza di incrementi del prezzo del gas;
 - b) con la deliberazione 597/2024/R/tlr, è stata introdotta una componente aggiuntiva finalizzata a valorizzare le minori esternalità ambientali del servizio di teleriscaldamento, al fine di promuovere i sistemi di teleriscaldamento caratterizzati da un minor profilo di emissioni climalteranti.
- 4.25. L'Autorità intende proseguire, in continuità con gli interventi già effettuati, con il progressivo superamento delle possibili criticità connesse all'applicazione del metodo del costo evitato, mediante l'introduzione di adeguati correttivi volti ad assicurarne una maggiore coerenza e rispondenza agli obiettivi regolatori.
- 4.26. In primo luogo, si precisa che, in caso di applicazione del metodo a regime, l'Autorità sarebbe orientata a confermare le principali caratteristiche innovative dell'attuale metodo transitorio, ivi incluse le modifiche apportate con la deliberazione 54/2025/R/tlr. In particolare, sarebbero confermati:
- a) le tecnologie di riferimento per il calcolo del costo evitato (caldaia a condensazione alimentata a gas nelle aree metanizzate e caldaia a gasolio nelle aree non metanizzate);
 - b) l'applicazione di una componente per la valorizzazione delle esternalità ambientali;
 - c) l'applicazione di correttivi al valore del costo evitato al fine di assicurare il trasferimento agli utenti finali dei benefici derivanti dall'utilizzo di impianti e fonti energetiche a basso costo.
- 4.27. Per quanto concerne l'obiettivo di trasferire i benefici dell'utilizzo di impianti a basso costo agli utenti finali del servizio, si potrebbero prevedere misure più strutturali rispetto all'attuale approccio, che prevede interventi solo in caso di incrementi del prezzo dei combustibili sui mercati internazionali. In particolare, anziché prevedere un *cap* al prezzo del combustibile utilizzato per il calcolo del costo evitato, si potrebbe fare riferimento a un prezzo convenzionale costante nel tempo, definito dall'Autorità. L'utilizzo di un valore convenzionale potrebbe garantire sia una remunerazione adeguata agli operatori più efficienti, che una

condivisione con gli utenti dei benefici derivanti dell'utilizzo di impianti a basso costo.

- 4.28. Per favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili, si potrebbe inoltre modificare il perimetro di applicazione del prezzo convenzionale rispetto all'attuale configurazione del *cap*, che oggi si estende a tutti gli impianti non alimentati da combustibili fossili. In particolare, si potrebbe limitarne l'adozione alla sola energia termica prodotta da impianti di termovalorizzazione, così da non disincentivare la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili innovative.
- 4.29. Per quanto riguarda la coerenza del modello con il processo di transizione energetica, si evidenzia che a tendere si potrebbe prevedere un aggiornamento della tecnologia di riferimento per il calcolo del costo evitato, così da riflettere l'evoluzione tecnologica e di mercato (ad esempio, facendo riferimento alle pompe di calore in sostituzione delle caldaie alimentate con combustibili fossili). Tale intervento potrebbe assicurare un contesto favorevole alla realizzazione degli investimenti necessari al processo di transizione energetica, attraverso l'utilizzo di un *benchmark* coerente con minore profilo di emissioni di anidride carbonica. L'Autorità potrebbe a tal fine monitorare l'andamento del mercato e valutare eventuali modifiche al termine di ciascun periodo di regolazione.
- 4.30. La seconda opzione sottoposta a consultazione, identificata come A.2, prevede l'adozione del metodo *cost of service*, in base al quale le tariffe vengono determinate a partire dai costi effettivamente sostenuti dagli esercenti per l'erogazione del servizio.
- 4.31. Un'analisi preliminare dei vantaggi e degli svantaggi connessi all'impiego del metodo *cost of service* è stata già fornita nel documento di consultazione 214/2024/R/tlr. Tra i principali vantaggi si richiamano:
- a) la possibilità di trasferire all'utenza finale eventuali benefici derivanti dall'impiego di fonti energetiche a basso costo;
 - b) la salvaguardia della sostenibilità economico-finanziaria del servizio;
 - c) la definizione di un contesto regolatorio favorevole alla realizzazione di nuovi investimenti, inclusi quelli riconducibili agli obiettivi di transizione energetica.
- 4.32. Sotto il profilo critico, si evidenziano i seguenti elementi di debolezza:
- a) la presenza di incentivi limitati all'efficienza, poiché i recuperi di produttività realizzati dagli esercenti vengono trasferiti in tariffa agli utenti con un differimento temporale (pari a circa due anni);
 - b) la complessità operativa del metodo, che richiede l'elaborazione, la trasmissione e la validazione di dati contabili³, attività che possono determinare

³ Al riguardo si evidenzia che alcuni esercenti, nell'ambito della consultazione per la definizione del metodo tariffario transitorio, hanno segnalato potenziali criticità nella ricostruzione della serie storica degli investimenti, per lo meno con il dettaglio necessario all'applicazione del metodo.

significative inefficienze in assenza di un'adeguata struttura di governance, tenuto conto dell'elevato numero di operatori coinvolti.

- 4.33. Nell'ambito della consultazione, le associazioni dei consumatori hanno espresso valutazioni differenti in merito all'adozione del metodo *cost of service*. Alcune associazioni hanno manifestato apprezzamento per tale opzione, ritenendola l'unico strumento idoneo a garantire una correlazione effettiva tra tariffe e costi di erogazione del servizio. Altre associazioni hanno invece sottolineato l'elevata complessità attuativa del metodo, unitamente alle difficoltà per l'Autorità di esercitare un controllo efficace sulla corretta allocazione dei costi. In tale prospettiva, è stato proposto il mantenimento di un limite massimo alle tariffe, ancorato al valore del costo evitato, quale presidio contro possibili manipolazioni dei dati di costo.
- 4.34. Anche le osservazioni presentate dagli esercenti e delle loro associazioni risultano eterogenee. Alcuni operatori, in particolare di piccola dimensione, hanno evidenziato le criticità applicative derivanti dalla complessità del metodo. Altri esercenti hanno invece espresso un orientamento favorevole, ritenendo che il metodo *cost of service* rappresenti lo strumento più idoneo al raggiungimento degli obiettivi del processo di transizione energetica, in quanto consentirebbe il recupero integrale dei costi di investimento. In generale è stata comunque espressa la necessità di acquisire maggiori elementi di dettaglio circa gli aspetti applicativi, per poter esprimere una valutazione definitiva del metodo.
- 4.35. Con riferimento alle osservazioni presentate dagli *stakeholder* si evidenzia in primo luogo che nel presente documento di consultazione l'Autorità intende approfondire le caratteristiche generali del metodo, proponendo l'introduzione di alcune modifiche volte a migliorare l'efficacia nel raggiungimento degli obiettivi proposti. I dettagli applicativi, ivi inclusi i valori dei diversi parametri necessari al calcolo del costo riconosciuto, saranno invece illustrati nel documento di consultazione previsto per l'ultimo trimestre del 2025, nel caso in cui l'Autorità si orienti verso l'applicazione di un metodo *cost of service*.
- 4.36. Tra le tematiche oggetto di approfondimento assume rilievo il trattamento delle situazioni in cui, in esito all'applicazione del metodo *cost of service*, le tariffe risultino superiori al livello del costo evitato.
- 4.37. Nel documento 214/2024/R/tlr tale fattispecie non è stata oggetto di specifico approfondimento, in quanto ritenuta marginale, tenuto conto dei vantaggi competitivi di cui attualmente beneficia il servizio di teleriscaldamento rispetto al riscaldamento autonomo con caldaia a gas. Tali vantaggi comprendono:
- a) le economie di scopo derivanti dall'utilizzo di impianti di cogenerazione (inclusi gli impianti di termovalorizzazione);
 - b) l'applicazione di un regime fiscale favorevole, caratterizzato dall'assenza di accise e dall'applicazione di un'aliquota IVA ridotta.

- 4.38. Le simulazioni condotte nell'ambito delle attività istruttorie hanno tuttavia evidenziato che tali casistiche sono più diffuse di quanto inizialmente ipotizzato, con la conseguente necessità di approfondire le modalità di trattamento di tali contesti.
- 4.39. Il costo evitato, inteso come il prezzo del servizio alternativo al teleriscaldamento, costituisce un *benchmark* di riferimento rilevante per la valutazione della congruità del prezzo del servizio di teleriscaldamento. In un contesto concorrenziale, tale costo rappresenta il livello massimo economicamente sostenibile per l'utente finale, in quanto un prezzo del teleriscaldamento superiore a tale soglia renderebbe conveniente il passaggio al servizio alternativo.
- 4.40. Anche nell'ipotesi di adozione di un approccio basato sul metodo *cost of service*, si propone pertanto di continuare ad utilizzare il riferimento del costo evitato per la valutazione dei costi di erogazione del servizio.
- 4.41. La Tabella 1 presenta una valutazione sintetica delle opzioni proposte. Nel complesso, le due alternative risultano sostanzialmente comparabili. L'orientamento finale sarà pertanto individuato attraverso una valutazione della rilevanza degli obiettivi dell'intervento, tenuto conto delle osservazioni presentate dagli *stakeholder* nell'ambito della consultazione.

Tabella 1: Confronto tra le opzioni per la definizione del metodo tariffario

Obiettivi	Opzione A.1	Opzione A.2
promuovere lo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento efficienti (ai sensi della Direttiva EED)	MEDIA – può consentire lo sviluppo a condizione di adottare una tecnologia di riferimento adeguata per il calcolo del costo evitato o di valorizzare opportunamente le esternalità ambientali	ALTA – consente il recupero in tariffa dei costi di investimento
fornire incentivi all'incremento dell'efficienza nell'erogazione del servizio	ALTA – eventuali incrementi di produttività sono trattenuti dagli esercenti in modo stabile e duraturo	BASSA – presenta limitati incentivi all'incremento di produttività
trasferire agli utenti i benefici derivanti dall'utilizzo di impianti a minor costo	MEDIA – i benefici possono essere trasferiti attraverso appositi coefficienti correttivi	MEDIO-ALTA – i prezzi riflettono i costi del servizio ed eventuali benefici derivanti dall'utilizzo di impianti di produzione a minor costo sono trasferiti agli utenti

Obiettivi	Opzione A.1	Opzione A.2
considerare l'equilibrio economico-finanziario dei gestori	MEDIA – la copertura dei costi è garantita nel caso in cui i costi del servizio alternativo siano inferiori ai costi sostenuti dagli operatori	MEDIO-ALTA – I costi di erogazione del servizio sono coperti a condizione che siano efficienti e compatibili con un assetto concorrenziale del mercato
favorire la semplicità amministrativa	ALTA - il metodo è di semplice applicazione	BASSA - il metodo richiede l'elaborazione e la validazione dei dati contabili degli esercenti
VALUTAZIONE COMPLESSIVA	MEDIA	MEDIA

Spunti per la consultazione

S.7 *Quale metodo tariffario si ritiene preferibile tra quelli proposti? Motivare la risposta.*

S.8 *Nel caso dell'adozione di un approccio di tipo cost of service, si condivide l'ipotesi di continuare a fare riferimento al costo evitato per la valutazione dei costi di erogazione del servizio? Motivare la risposta.*

Trattamento degli impianti di cogenerazione

- 4.42. Il settore del teleriscaldamento è caratterizzato dall'ampio utilizzo di impianti di produzione combinata di elettricità e calore. Uno dei principali benefici della cogenerazione nelle reti di teleriscaldamento è il miglior rendimento complessivo del sistema. Un impianto cogenerativo può raggiungere un'efficienza globale superiore alla produzione separata di elettricità e calore. Questo si traduce in un minor consumo di combustibili fossili o biomasse e, di conseguenza, in una sensibile riduzione delle emissioni di gas serra e di inquinanti atmosferici.
- 4.43. La cogenerazione consente inoltre vantaggi economici sia per i gestori delle reti sia per gli utenti finali. L'elevata efficienza si traduce in costi operativi inferiori e in un miglior utilizzo delle infrastrutture esistenti. In molti contesti, l'adozione della cogenerazione permette anche di accedere a incentivi o meccanismi di supporto legati alla produzione efficiente o alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica.
- 4.44. Per quanto concerne la regolazione tariffaria, nel caso dell'applicazione del metodo di tipo *cost of service*, è necessario definire un criterio di ripartizione dei costi complessivi degli impianti di cogenerazione (sia fissi che variabili) tra i due *output* prodotti, in modo da individuare la quota parte di costo attribuibile alla produzione di energia termica.

- 4.45. Nell'ambito del funzionamento di un impianto di cogenerazione, gli input impiegati nel processo produttivo (come combustibili, materiali di consumo, manutenzione e altre risorse operative) non possono essere attribuiti in modo diretto ed esclusivo ai due output generati, ossia l'energia elettrica e l'energia termica. Ciò è dovuto alla natura intrinseca del processo cogenerativo, caratterizzato da unicità tecnologica, simultaneità della produzione e forte integrazione tra le linee di generazione dei due vettori energetici. L'impianto cogenerativo, infatti, opera come un sistema unico e integrato, in cui le stesse risorse alimentano in parallelo entrambe le produzioni, senza possibilità di distinguere con precisione e in modo oggettivo quale quota parte di input abbia contribuito alla realizzazione dell'uno o dell'altro output.
- 4.46. Questa peculiarità comporta che la ripartizione dei costi di produzione tra energia elettrica e termica non possa avvenire sulla base di un legame tecnico diretto o di un tracciamento univoco delle risorse utilizzate. Di conseguenza, l'allocazione dei costi deve necessariamente avvalersi di criteri convenzionali che, sebbene razionali e finalizzati a rappresentare in modo equo la ripartizione dei costi, introducono un certo grado di discrezionalità nel processo di attribuzione, in quanto dipendono da assunzioni e parametri che possono variare a seconda delle finalità e del contesto applicativo.
- 4.47. In definitiva, l'allocazione dei costi in un impianto di cogenerazione richiede un attento bilanciamento tra esigenze di rigore metodologico e necessità pratiche, tenendo conto anche delle specificità dell'impianto.
- 4.48. Al riguardo si evidenzia che gli impianti di cogenerazione si suddividono in diverse categorie in base alla modalità con cui producono energia termica. La distinzione principale riguarda il numero di gradi di libertà disponibili nella gestione degli *output* energetici. Un impianto con un solo grado di libertà non consente alcuna modulazione tra energia termica ed elettrica, poiché la quantità di calore recuperato è strettamente legata al livello di produzione elettrica. In questi impianti, come quelli basati su motori endotermici o su turbine a vapore in contropressione, il flusso termico segue inevitabilmente quello elettrico, rendendo impossibile separare il processo produttivo dei due vettori energetici.
- 4.49. Al contrario, un impianto dotato di due gradi di libertà permette una gestione indipendente e modulabile dei due output. Ciò è possibile grazie a sistemi come i cicli Rankine dotati di turbine a vapore con estrazione intermedia o i cicli combinati, ove adottino la medesima tipologia di turbine a vapore. Il vapore spillato dalle turbine viene impiegato per il riscaldamento di un fluido, ad esempio per il teleriscaldamento o per processi industriali, riducendo però in misura proporzionale la potenza elettrica generata dalla turbina a vapore. Per lo stesso apporto di combustibile il rapporto tra energia elettrica ed energia termica può così variare entro i limiti tecnici dell'impianto, offrendo la flessibilità necessaria a rispondere sia alle fluttuazioni della domanda sia all'esigenza di massimizzare l'efficienza complessiva.

- 4.50. L’Autorità, nel definire i criteri di allocazione dei costi, deve necessariamente tenere conto di queste caratteristiche, poiché il metodo adottato potrebbe influenzare in modo significativo le scelte di gestione degli impianti dotati di due gradi di libertà. Gli esercenti, infatti, potrebbero essere indotti a privilegiare la produzione di uno dei due *output* a seconda della convenienza economica derivante dal criterio di allocazione dei costi, con il rischio di compromettere l’efficienza complessiva del sistema di teleriscaldamento.
- 4.51. Nel documento di consultazione 214/2024/R/tlr, le proposte dell’Autorità in materia di allocazione dei costi sono state pertanto articolate in modo tale da prevedere criteri di allocazione differenziati in funzione dei gradi di libertà dell’impianto, per ciascuna delle opzioni di intervento ipotizzate. Di fatto, le diverse combinazioni tra le opzioni regolatorie e le caratteristiche tecniche degli impianti hanno dato origine a una matrice di metodi, in cui ogni cella rappresenta un approccio specifico all’allocazione dei costi, calibrato sulla possibilità o meno di modulare in modo indipendente la produzione di energia elettrica e calore.
- 4.52. Le caratteristiche dei criteri di allocazione dei costi considerati per la predisposizione della matrice sono sintetizzate di seguito (per un’analisi più dettagliata si rimanda ai paragrafi da 4.39 a 4.51 del documento di consultazione 214/2024/R/tlr):
- *power bonus*: prevede l’allocazione della totalità dei costi alla produzione di energia termica, al netto dei ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica. L’applicazione del *power bonus* è stata proposta esclusivamente per gli impianti con un solo grado di libertà, in quanto risulta coerente con la finalità d’uso di tali impianti, generalmente dimensionati per soddisfare la domanda termica;
 - *work method*: attribuisce il costo riconosciuto per la produzione di energia termica sulla base della perdita di produzione elettrica conseguente all’esercizio dell’impianto in assetto cogenerativo. Si tratta di un metodo adatto per impianti caratterizzati da due gradi di libertà, nei quali non è possibile individuare una finalità prevalente tra produzione elettrica e termica;
 - costo opportunità: determina il costo della produzione termica in funzione del valore della mancata produzione di energia elettrica. Questo metodo mira a eliminare il rischio di distorsioni nelle modalità di utilizzo dell’impianto, garantendo al produttore lo stesso livello di ricavi, indipendentemente dal rapporto tra produzione elettrica e termica. Il monte ricavi complessivo dipende infatti esclusivamente dall’andamento del prezzo dell’energia elettrica;
 - metodo di *Carnot*: ripartisce il costo complessivo in base al valore exergetico di elettricità e calore, ossia alla quantità massima di energia che può essere

trasformata in lavoro utile⁴. Si tratta di un approccio basato su grandezze fisiche, che presenta il vantaggio di richiedere un numero limitato di scelte discrezionali.

4.53. La Tabella 2 riporta la matrice delle opzioni di intervento, indicando il metodo proposto per ciascuna tipologia di impianto di cogenerazione.

Tabella 2: Metodo di allocazione dei propositi nel documento di consultazione 214/2024/R/tlr, in funzione dei gradi di libertà dell'impianto di cogenerazione

Opzione	Opzione B.1	Opzione B.2	Opzione B.3
Impianti con un grado di libertà	<i>Power bonus</i>	<i>Power bonus</i>	Metodo di Carnot
Impianti con due gradi di libertà	<i>Work method</i>	Costo opportunità	Metodo di Carnot

4.54. Ai fini della valutazione delle opzioni, l'Autorità ha individuato i seguenti obiettivi specifici:

- a) favorire la *cost reflectivity* delle tariffe del teleriscaldamento;
- b) promuovere la tutela dell'ambiente e il risparmio energetico;
- c) favorire la semplicità amministrativa.

4.55. Nell'ambito della consultazione, le associazioni dei consumatori hanno generalmente espresso la propria preferenza per opzioni basate sulla ripartizione dei costi contabili, escludendo quindi l'opzione B.2, che, limitatamente agli impianti con due gradi di libertà, prevede un approccio basato sul costo opportunità.

4.56. Gli operatori e le loro associazioni hanno invece manifestato posizioni eterogenee. Alcuni operatori ritengono preferibile l'opzione B.2, in quanto il costo opportunità consentirebbe di eliminare il rischio di distorsioni nella scelta del rapporto di produzione tra energia elettrica e calore per gli impianti con due gradi di libertà. Altri operatori, al contrario, hanno evidenziato che l'opzione B.2 potrebbe comportare il rischio del mancato recupero dei costi fissi degli impianti, poiché il costo riconosciuto per la produzione di energia termica dipenderebbe esclusivamente dall'andamento del prezzo dell'energia elettrica. Secondo tali operatori, il metodo del costo opportunità potrebbe al più essere adottato per gli impianti di termovalorizzazione, considerata la difficoltà di applicare il *work*

⁴ L'exergia è una grandezza che permette di esprimere qualsiasi forma di energia come lavoro equivalente, rendendo direttamente confrontabili energie di natura diversa, come l'energia elettrica e l'energia termica prodotte negli impianti di cogenerazione. Essa rappresenta la massima parte di una forma energetica che può essere trasformata in lavoro attraverso un processo ideale e reversibile. L'energia elettrica ha un contenuto exergetico unitario, in quanto può essere integralmente convertita in lavoro senza perdite. L'energia termica, invece, ha un contenuto exergetico inferiore, determinato dal rendimento teorico di una macchina di Carnot che operi tra la temperatura alla quale il calore è disponibile e la temperatura dell'ambiente.

method a impianti che, oltre alla produzione di energia termica ed elettrica, svolgono anche un'ulteriore attività, il trattamento dei rifiuti.

- 4.57. Nonostante la semplicità di applicazione è infine risultata scarsamente condivisa l'opzione B.3, che prevede di ripartire i costi in base al valore exergetico di elettricità e calore, in quanto potrebbe favorire le reti ad alta temperatura, ovvero quelle meno virtuose sotto il profilo dell'efficienza energetica e dell'utilizzo delle risorse diffuse sul territorio. In particolare, le reti ad alta temperatura, rispetto ai sistemi a bassa temperatura, presentano maggiori dispersioni termiche lungo la rete di distribuzione e richiedono una maggiore quantità di energia primaria per soddisfare la stessa domanda utile di calore. Inoltre, operano in condizioni che rendono più difficile l'integrazione di fonti rinnovabili e diffuse, come il solare termico o la geotermia a bassa entalpia, che trovano applicazione più efficace in reti a temperature contenute.
- 4.58. Oltre a valutazioni di carattere generale sono state presentate alcune osservazioni puntuali sulle modalità applicative dei diversi metodi. In particolare:
- a) con riferimento al *power bonus*, è stato chiesto di non sottrarre dal costo totale dell'impianto eventuali incentivi derivanti dalla produzione di energia elettrica, al fine di assicurare sostenibilità degli investimenti e garantire in tal modo il raggiungimento degli obiettivi alla base dell'erogazione dell'incentivo;
 - b) con riferimento al *work method*, è stato suggerito, in un'ottica di semplificazione, di definire un valore convenzionale del parametro β (il coefficiente di perdita di potenza elettrica, ovvero la mancata produzione di energia elettrica per ogni unità di energia termica utile);
 - c) con riferimento al costo opportunità:
 - è stata segnalata l'opportunità applicare un *floor* al prezzo dell'elettricità, per assicurare la copertura dei costi in presenza di cali del prezzo di mercato;
 - ai fini della valorizzazione del prezzo dell'energia elettrica, è stato suggerito di considerare il prezzo di vendita zonale nell'area in cui è localizzato l'impianto, facendo riferimento al valore orario o medio mensile.
- 4.59. L'Autorità, come per le altre tematiche soggette ad AIR, intende approfondire le opzioni che presentano il miglior profilo di efficacia e apportare eventuali affinamenti, avvalendosi anche del contributo delle osservazioni presentate dagli *stakeholder* nell'ambito della consultazione.
- 4.60. In primo luogo, si ritiene opportuno escludere l'opzione B.3 dall'analisi, poiché, come segnalato dagli operatori, rischia di favorire le reti con temperature di esercizio più elevate, in potenziale contrasto con l'obiettivo di ridurre le perdite di energia termica, mediante la progressiva diminuzione delle temperature operative delle reti. Inoltre, pur caratterizzandosi per un elevato rigore applicativo, va considerato che il metodo di *Carnot* si basa esclusivamente su variabili fisiche e risulta quindi meno adeguato rispetto ad approcci fondati su criteri economici.

- 4.61. Per quanto riguarda le opzioni rimanenti, l’Autorità intende modificare l’opzione B.1, prevedendo l’applicazione del metodo del costo opportunità agli impianti di termovalorizzazione, così da tener conto delle criticità legate all’adozione del *work method* per questa tipologia di impianti.
- 4.62. In merito alle osservazioni sui dettagli di implementazione delle diverse metodologie, si evidenzia che:
- a) in riferimento al *power bonus*, si condivide la richiesta di escludere eventuali incentivi dai ricavi della produzione di energia elettrica. Tale scelta è funzionale a preservare l’efficacia delle politiche incentivanti, che verrebbero altrimenti neutralizzate dall’inclusione degli incentivi stessi tra i ricavi. L’inclusione comporterebbe infatti una riduzione del beneficio previsto dai meccanismi di sostegno, rischiando di compromettere gli obiettivi di politica energetica e ambientale cui tali strumenti sono finalizzati;
 - b) per quanto concerne il *work method*, non si condivide la proposta di definire il parametro β su base convenzionale, in quanto il valore del coefficiente dipende in misura significativa dalle caratteristiche tecniche e dalle modalità di esercizio di ciascun impianto. La definizione di un parametro standardizzato rischierebbe di introdurre approssimazioni tali da compromettere la rappresentatività del metodo rispetto alle condizioni reali di funzionamento degli impianti. Si ritiene pertanto più appropriato un approccio che consenta di riflettere le peculiarità operative delle diverse configurazioni tecnologiche e dei diversi assetti gestionali, così da assicurare una maggiore aderenza alle finalità del metodo stesso;
 - c) con riguardo al costo opportunità, non si condivide la richiesta di introdurre un *floor* al prezzo dell’elettricità, poiché una simile misura risulterebbe in contrasto con le finalità del metodo, che sono quelle di eliminare eventuali distorsioni nel dispacciamento. L’introduzione di un prezzo minimo rappresenterebbe un elemento estraneo alla logica del mercato, rischiando di compromettere la trasparenza e l’efficacia dei segnali economici e di incentivare comportamenti non coerenti con il corretto funzionamento del sistema.
- 4.63. Ai fini della determinazione del prezzo dell’energia elettrica, si ritiene infine preferibile fare riferimento al prezzo zonale medio mensile del mercato del giorno prima, in luogo del prezzo orario. Tale scelta consente di semplificare l’implementazione del metodo, garantendo al contempo un criterio di calcolo che, anche se meno granulare, mantiene coerenza con le dinamiche del mercato.
- 4.64. Nella Tabella 3 è riportata la versione aggiornata delle opzioni regolatorie.

Tabella 3: Metodo di allocazione dei costi applicabile nelle diverse opzioni, in funzione dei gradi di libertà dell'impianto di cogenerazione

Opzione	Opzione B.1	Opzione B.2
Impianti con un grado di libertà	<i>Power bonus</i>	<i>Power bonus</i>
Impianti con due gradi di libertà	<i>Work method</i>	Costo opportunità
Termovalorizzatori	Costo opportunità	Costo opportunità

4.65. I risultati della comparazione tra le due opzioni sono riportati sinteticamente nella Tabella 4. Anche in questo caso, le alternative risultano equivalenti in termini di valutazione complessiva. La selezione della soluzione finale sarà pertanto subordinata a una ponderazione delle priorità attribuite ai diversi obiettivi perseguiti.

Tabella 4: Confronto delle opzioni per il trattamento degli impianti di cogenerazione

Obiettivi	Opzione B.1	Opzione B.2
favorire la <i>cost reflectivity</i> delle tariffe del teleriscaldamento	ALTA – La componente di ricavo è determinata sulla base dei costi dell'impianto	BASSA – l'allocazione dei costi è influenzata dalle condizioni del mercato elettrico
promuovere la tutela dell'ambiente e il risparmio energetico	MEDIA – in alcune condizioni del mercato elettrico, l'adozione di un approccio <i>cost reflective</i> potrebbe non fornire incentivi adeguati all'utilizzo degli impianti in assetto cogenerativo	ALTA – nel caso di utilizzo del metodo del costo opportunità si eliminano eventuali distorsioni all'utilizzo degli impianti in assetto cogenerativo
favorire la semplicità amministrativa	MEDIA – l'applicazione richiede l'elaborazione di dati di bilancio	MEDIO-ALTA – almeno nel caso degli impianti a 2 GDL il costo riconosciuto è determinato semplicemente a partire dal prezzo dell'energia elettrica
VALUTAZIONE COMPLESSIVA	MEDIA	MEDIA

Spunti per la consultazione

S.9 *Quale opzione si ritiene preferibile per la valorizzazione dell'energia termica prodotta da impianti di cogenerazione? Motivare la risposta.*

Misure per la promozione del recupero di calore di scarto

4.66. L'utilizzo del calore di scarto disponibile a livello locale può contribuire in modo significativo alla riduzione del consumo di combustibili fossili e favorire la

decarbonizzazione del settore del teleriscaldamento. Per questo motivo è essenziale prevedere meccanismi di regolazione che consentano di sfruttare appieno il potenziale tecnico ed economico, nel rispetto degli obiettivi stabiliti dalle politiche europee.

- 4.67. La promozione del recupero dei cascami termici può avvenire attraverso diverse modalità. Da un lato, si può ridurre il rischio legato alla realizzazione di questi interventi garantendo il riconoscimento in tariffa dei costi sostenuti. In alternativa, è possibile introdurre meccanismi regolatori di tipo incentivante che permettano agli operatori di trattenere una quota dei benefici economici generati, in modo da allineare gli obiettivi degli esercenti e quelli del sistema energetico nazionale.
- 4.68. Nel documento di consultazione 214/2024/R/tlr, l'Autorità ha sviluppato diverse opzioni di intervento che includono entrambi gli approcci sopra descritti. In particolare:
- a) opzione C.1, che prevede di definire il costo riconosciuto per gli interventi di recupero di calore termico sulla base dei costi effettivamente sostenuti dagli esercenti;
 - b) opzione C.2, che prevede di definire il costo riconosciuto sulla base del costo evitato per il sistema di teleriscaldamento, vale a dire il costo che l'esercente avrebbe sostenuto per la produzione del medesimo quantitativo di energia termica oggetto di recupero con impianti propri; il calcolo del costo evitato, in particolare, è definito considerando le specificità del sistema di teleriscaldamento (curva di carico, tipologia di centrali termiche, ecc.);
 - c) opzione C.3, che prevede di definire il costo riconosciuto sulla base di un costo evitato definito su base convenzionale. Il calcolo del costo evitato, in tale opzione, non richiede una analisi puntuale del sistema di teleriscaldamento in quanto viene determinato facendo riferimento a un impianto predefinito (ad esempio, una caldaia alimentata a gas).
- 4.69. Per la valutazione delle tre opzioni, l'Autorità ha considerato i seguenti obiettivi specifici:
- a) fornire incentivi all'incremento dell'efficienza nella gestione del servizio;
 - b) considerare l'equilibrio economico-finanziario dei gestori;
 - c) promuovere la tutela dell'ambiente e il risparmio energetico;
 - d) favorire la semplicità amministrativa.
- 4.70. Nell'ambito dell'analisi AIR, l'Autorità ha ritenuto preferibile l'adozione dell'opzione C.3, in quanto caratterizzata da un elevato grado di efficacia rispetto a tutti gli obiettivi specifici individuati. La maggior parte degli esercenti, nelle proprie osservazioni, ha condiviso tale valutazione, ritenendo necessari al più alcuni interventi correttivi, tra cui:
- a) l'utilizzo di una caldaia a gasolio come riferimento per il calcolo del costo evitato nelle aree non metanizzate;

b) il riconoscimento, in aggiunta al costo evitato, dei costi relativi agli investimenti infrastrutturali necessari per il recupero del calore di scarto.

- 4.71. Le associazioni dei consumatori hanno invece espresso opinioni divergenti. Un'associazione ha ritenuto preferibile un approccio *cost reflective*, al fine di minimizzare gli oneri tariffari legati al recupero del calore di scarto. Un'altra associazione ha condiviso l'ipotesi di adottare un approccio basato sul costo evitato, a condizione che sia prevista una ripartizione dei relativi benefici tra utenti e gestori del servizio.
- 4.72. L'Autorità, con il presente documento di consultazione, intende concentrarsi sulle opzioni che presentano il miglior profilo di efficacia e chiarire le relative modalità di applicazione, tenendo conto delle osservazioni presentate dagli *stakeholder*.
- 4.73. Si ritiene in primo luogo opportuno escludere l'opzione C.2, in quanto comporta un livello di complessità amministrativa eccessivo. Il calcolo del costo evitato effettivo per ciascun sistema di teleriscaldamento richiederebbe, infatti, analisi complesse e valutazioni discrezionali, dovute alla necessità di definire un profilo di dispacciamento alternativo, ossia lo scenario ipotetico che si sarebbe verificato in assenza dell'integrazione del calore da recupero nel sistema.
- 4.74. In merito alle osservazioni sull'opzione C.3, si precisa quanto segue. Per quanto concerne le modalità applicative alle aree metanizzate, si evidenzia che l'opzione C.3 prevede la definizione del costo evitato su base convenzionale, senza tener conto delle specificità dei singoli sistemi, al fine di garantire maggiore semplicità amministrativa. La scelta dell'impianto marginale si fonda quindi sulle caratteristiche tipiche di un sistema di teleriscaldamento. Qualora si ritenesse opportuno individuare un impianto di riferimento specifico per le aree non metanizzate, non sarebbe comunque adeguato considerare un impianto a gasolio, in quanto in tali zone si ricorre prevalentemente a impianti alimentati a biomassa (ad esempio, caldaie a cippato).
- 4.75. In relazione al trattamento degli investimenti infrastrutturali si evidenzia che il metodo del costo evitato presuppone l'esclusione di tali investimenti dai meccanismi di riconoscimento dei costi a piè di lista. Dal punto di vista economico, la valutazione dell'efficienza del recupero richiede il confronto tra la produzione con mezzi propri e tutti i costi connessi al recupero di calore di terzi. Si segnala inoltre che il recupero di cascami termici comporta prevalentemente costi infrastrutturali; accogliere la richiesta degli esercenti comporterebbe quindi una doppia valorizzazione del calore di recupero (riconoscendo sia i costi di realizzazione degli interventi sia il costo evitato).
- 4.76. Per quanto riguarda la richiesta di applicare coefficienti di ripartizione del costo evitato, presentata da un'associazione di consumatori, si osserva che un intervento di tale natura potrebbe comportare distorsioni nelle scelte di investimento degli operatori. In particolare, potrebbero venir meno l'incentivo a realizzare

investimenti di recupero, per quanto caratterizzati da costi di inferiori a quelli di produzione di energia termica con mezzi propri.

4.77. L’Autorità, alla luce delle considerazioni sopra esposte, intende confermare la formulazione originaria delle proposte C.1 e C.3. Nella Tabella 5 è riportata una sintesi della valutazione di tali opzioni.

Tabella 5: Confronto tra le opzioni di remunerazione del calore di scarto

Obiettivi	Opzione C.1	Opzione C.3
fornire incentivi all’incremento dell’efficienza nella gestione del servizio	BASSA – prevede il riconoscimento dei costi sostenuti a piè di lista	ALTA – fornisce un incentivo al contenimento dei costi in quanto eventuali efficienze comportano un incremento della redditività
considerare l’equilibrio economico-finanziario dei gestori	ALTA – è previsto il riconoscimento dei costi sostenuti	MEDIA – a condizione che i costi di recupero siano inferiori ai costi di produzione dell’impianto di riferimento
promuovere la tutela dell’ambiente e il risparmio energetico	MEDIA - l’opzione prevede il riconoscimento dei costi ma non include meccanismi incentivanti	ALTA - l’opzione fornisce un incentivo al recupero di cascami termici in quanto consente agli esercenti di trattenere parte dei benefici economici
favorire la semplicità amministrativa	MEDIA - devono essere analizzati i dati contabili dell’esercente	ALTA – è sufficiente determinare il costo evitato su base convenzionale
VALUTAZIONE COMPLESSIVA	MEDIA	ALTA

4.78. Al fine di consentire una valutazione più precisa dell’opzione C.3, l’Autorità intende illustrare le ipotesi di calcolo del valore convenzionale del costo evitato, già nel presente documento di consultazione. In particolare, si propone di fare riferimento al costo di produzione di una caldaia di grande taglia (25 MW), alimentata a gas, determinato sulla base della seguente formula:

$$CE_{p,GB,i} = \left(3,6 \cdot \frac{Pg_{CT,i}}{k_g \cdot \eta_{CT}} + CO_{CT} + \frac{P_{ETS} \cdot e_{CO2}}{\eta_{CT}} \right) \cdot ET_{WHR}$$

dove:

- $Pg_{CT,i}$ è il prezzo del gas, espresso in euro/GJ, per il mese i , per un utente industriale con consumi annuali di 5,9 milioni di Sm^3 , secondo le condizioni economiche di erogazione definite dall’Autorità per il servizio di *default*;
- k_g è il coefficiente di conversione dell’energia resa disponibile dalla combustione del gas, dal riferimento al potere calorifico superiore (PCS) (utilizzato nella definizione dei prezzi del gas sul mercato) al riferimento al potere calorifico inferiore (PCI), assunto pari a 0,9;

- η_{CT} è il rendimento *standard* medio stagionale di una caldaia di grande taglia alimentata a gas, riferito al PCI del combustibile stesso, pari a 0,98;
- CO_{CT} è la componente a copertura dei costi di manutenzione della caldaia, pari a 2 euro/MWh;
- P_{ETS} è il prezzo dei permessi di emissione di CO₂ (EUA) sul mercato ETS, ipotizzato pari a 70 €/t;
- e_{CO_2} è il fattore di emissione di CO₂ per unità di energia di gas consumato, pari a 0,204 t/MWh.

4.79. I parametri tecnico-economici utilizzati sono stati elaborati da RSE nell'ambito di uno studio sui costi di produzione di energia termica degli impianti che alimentano reti di teleriscaldamento, facendo riferimento sia a dati di letteratura che alle informazioni ottenute nell'ambito di richieste dati agli operatori. In particolare, si è fatto riferimento ad un rendimento tipico di una caldaia a condensazione di grande taglia, tenuto conto delle temperature medie di ritorno delle reti di teleriscaldamento italiane, e a costi operativi risultanti da una parte variabile (1,1 €/MWh) e una parte fissa (2.100 €/MW, ripartiti su un fattore di utilizzo ipotizzato in 2500 h/anno). In considerazione della taglia della caldaia scelta (25 MW), si è ritenuto opportuno non considerare i costi di investimento, in quanto il recupero di calore di scarto nelle reti ha tipicamente una potenza molto inferiore e non comporterebbe una sostituzione della caldaia ma solo una modesta riduzione del suo funzionamento, mentre sono stati inclusi i costi dovuti all'acquisto di quote emissive (in generale, applicabile agli impianti di taglia superiore a 20 MW).

Spunti per la consultazione

S.10 *Quale opzione si ritiene preferibile per il trattamento dei recuperi di calore di scarto? Motivare la risposta.*

S.11 *Si condividono le ipotesi per il calcolo del costo evitato di cui all'opzione C.3? Motivare la risposta.*

5. Struttura dei corrispettivi

5.1. Nel documento di consultazione 214/2024/R/tlr, è stata proposta la conferma della struttura dei corrispettivi prevista nei contratti di fornitura del servizio, prevedendo al contempo l'applicazione di un coefficiente correttivo finalizzato a garantire la coerenza tra il fatturato effettivo e il vincolo ai ricavi definito dall'Autorità. Tale coefficiente verrebbe determinato secondo la seguente formula:

$$\sigma_t \leq \frac{VR_t}{\sum_{i=1}^n C_{i,t} \cdot d_{i,t}}$$

dove:

- σ_t è il fattore di correzione applicato nell'anno t , volto ad assicurare la coerenza tra i ricavi conseguiti dall'esercente e il vincolo ai ricavi previsto dall'Autorità.
 - $C_{i,t}$ è il corrispettivo i -esimo previsto nel contratto di fornitura del servizio;
 - $d_{i,t}$ è il valore del *driver* considerato per l'applicazione del corrispettivo i -esimo (a titolo esemplificativo si considerino l'energia fornita all'utenza o la capacità impegnata).
- 5.2. L'Autorità, considerata l'elevata volatilità dei costi del combustibile (una delle principali determinanti del costo del servizio), ha proposto di aggiornare il valore del coefficiente correttivo σ_t anche nel corso dell'anno, con una frequenza almeno pari a quella prevista per l'aggiornamento dei corrispettivi nei contratti di fornitura.
- 5.3. Nell'ambito della consultazione, gli esercenti hanno espresso la propria condivisione al mantenimento dell'attuale struttura dei corrispettivi, ma hanno manifestato una preferenza per un aggiornamento annuale del coefficiente correttivo, a causa delle difficoltà di natura tecnica e commerciale associate a una revisione con frequenza infrannuale.
- 5.4. Un aggiornamento annuale del coefficiente potrebbe tuttavia non cogliere tempestivamente le variazioni nei costi del servizio, con il rischio di generare scostamenti rilevanti tra il vincolo ai ricavi e i ricavi effettivamente conseguiti.
- 5.5. Per tali ragioni, l'Autorità intende confermare l'orientamento volto a prevedere l'aggiornamento infrannuale del coefficiente di correzione, accompagnato dall'introduzione di meccanismi di responsabilizzazione degli esercenti, con l'obiettivo di limitare, per quanto possibile, l'entità dei conguagli da applicare negli anni successivi.
- 5.6. A tal fine, si potrebbero adottare due approcci di tipo distinto:
- prevedere l'obbligo, per gli esercenti, di documentare le ipotesi e le valutazioni adottate nella determinazione del coefficiente di correzione. In presenza di comportamenti opportunistici, sarebbe possibile attivare azioni correttive o sanzionatorie;
 - applicare tassi differenziati per l'attualizzazione degli importi oggetto di conguaglio, in funzione dell'entità e del segno dell'importo, al fine di incentivare la minimizzazione degli scostamenti. A titolo esemplificativo, in presenza di un conguaglio positivo, si potrebbe applicare un tasso inferiore al tasso d'inflazione se lo scostamento rientra entro una soglia prestabilita, e superiore all'inflazione nel caso opposto.

Spunti per la consultazione

S.12 *Si condivide l'orientamento di mantenere la struttura dei corrispettivi prevista nei contratti di fornitura del servizio? Motivare la risposta.*

S.13 *Quale meccanismo risulta più efficace per assicurare un'adeguata responsabilizzazione degli esercenti nell'aggiornamento del coefficiente di correzione? Motivare la risposta.*

6. Validazione dei dati

- 6.1. Nel caso in cui il vincolo ai ricavi sia determinato a partire dai costi sostenuti dagli esercenti, è necessario che un soggetto terzo, dotato dei necessari profili di terzietà rispetto al gestore, effettui una verifica della completezza, coerenza e congruità dei dati contabili e delle informazioni fornite dal gestore stesso (la cosiddetta attività di validazione).
- 6.2. L'attività di validazione, in particolare, è finalizzata ad accertare che:
- a) la documentazione prodotta sia completa di tutti gli elementi richiesti e che sia corredata della:
 - dichiarazione, ai sensi del d.P.R. 445/00, sottoscritta dal legale rappresentante, attestante la veridicità dei dati trasmessi e la corrispondenza tra i valori riportati nella modulistica con i valori desumibili dalla documentazione contabile di riferimento tenuta ai sensi di legge;
 - relazione che illustra sia i criteri di corrispondenza tra i valori riportati nella modulistica con i valori desumibili dalla documentazione contabile, sia le evidenze contabili sottostanti;
 - b) gli elementi di costo e investimento indicati nella modulistica siano supportati dalle fonti contabili obbligatorie e risultino coerenti con le stesse;
 - c) i dati e le informazioni prodotte dal gestore siano eventualmente modificate e integrate in modo da assicurare il riconoscimento dei costi secondo criteri di efficienza, nel rispetto del metodo tariffario definito dall'Autorità.
- 6.3. Nel documento di consultazione 214/2024/R/tlr, l'Autorità ha proposto di affidare tale attività al Comune in cui è localizzata la rete di teleriscaldamento, in considerazione dei compiti già attribuiti ai Comuni in materia di rilascio di concessioni e autorizzazioni per l'erogazione del servizio.
- 6.4. La maggior parte degli esercenti non ha condiviso tale proposta, ritenendo preferibile individuare soggetti alternativi. Alcuni operatori hanno suggerito soggetti con competenze specifiche nel settore energetico, come il GSE, mentre altri hanno proposto di affidare l'attività a società di revisione contabile, come avviene in altri servizi regolati.

- 6.5. In merito alla proposta di coinvolgere le società di revisione, si evidenzia che l'attività di validazione non si limita alla verifica della corrispondenza tra costi e dati di bilancio, ma include anche la possibilità di rettificare i dati qualora i costi sostenuti non risultino compatibili con i criteri di efficienza previsti dall'Autorità. Le società di revisione contabili potrebbero non disporre dei requisiti necessari allo svolgimento di tali valutazioni.
- 6.6. Per superare tale problematica l'Autorità potrebbe avvalersi del supporto di altre istituzioni, nell'ambito dei protocolli di collaborazione già in essere. In particolare, l'attività potrebbe essere affidata al GSE, che dispone delle competenze necessarie, anche in virtù dei compiti già assegnati dal legislatore nel settore del teleriscaldamento.

Spunti per la consultazione

S.14 *Si condivide le proposte dell'Autorità in materia di validazione dei dati?
Motivare la risposta.*

Appendice A: caratteristiche del metodo tariffario transitorio

- A.1 L'Autorità, al fine di assicurare un'adeguata gradualità nel passaggio a un regime di tariffe regolate, in coerenza con quanto previsto dall'art. 10, comma 18, del decreto legislativo 102/14, ha adottato un approccio multifase, con l'applicazione, per un periodo transitorio, di un metodo tariffario basato su logiche di costo evitato, tenuto conto dell'ampia diffusione nel settore del teleriscaldamento di tale metodologia di fissazione del prezzo del servizio.
- A.2 L'utilizzo del metodo del costo evitato consente, di fatto, di ottenere un prezzo coerente con quello che si determinerebbe in un mercato concorrenziale dei servizi di climatizzazione. Il valore del costo evitato rappresenta, infatti, il prezzo massimo applicabile in un assetto concorrenziale in quanto gli utenti, in presenza di prezzi superiori, sarebbero incentivati a disconnettersi dalla rete di teleriscaldamento per passare ad una tipologia di impianto alternativa.
- A.3 Gli impianti di riferimento per il calcolo del costo evitato sono stati individuati a partire dalle condizioni del mercato dei servizi di riscaldamento. In particolare, sono state considerate le caldaie a alimentate a gas per le aree metanizzate e le caldaie a gasolio per le aree non metanizzate.

- A.4 L’Autorità ha apportato alcune modifiche alla formula di determinazione del costo evitato, rispetto alle procedure adottate dagli operatori del settore, in modo da superare le criticità individuate nell’ambito dell’indagine conoscitiva 2022⁵.
- A.5 In primo luogo, è stato modificato il valore di alcuni parametri di calcolo in modo da riflettere con maggior precisione l’effettivo valore del costo evitato (tra le modifiche più rilevanti si evidenzia l’utilizzo di un rendimento della caldaia a gas pari al 90%, in linea con quello degli impianti attualmente disponibili sul mercato).
- A.6 Inoltre, al fine di assicurare la coerenza tra i ricavi e i costi del servizio di teleriscaldamento, anche in presenza di un incremento delle quotazioni del gas naturale, è stato previsto un *cap* al valore del prezzo del gas da utilizzare per il calcolo del costo evitato, per la quota di energia immessa in rete da impianti alimentati da combustibili diversi dal gas naturale. In particolare, il metodo tariffario transitorio prevede che il valore della componente relativa ai costi di approvvigionamento del gas naturale da utilizzare per il calcolo del costo evitato sia determinato sulla base della seguente formula:

$$C'_{MEM,m} = \gamma \cdot C_{MEM,m} + (1 - \gamma) \cdot \min(C_{MEM,m}; 10)$$

dove:

- γ è il fattore di ponderazione della fonte gas nel *mix* produttivo della rete, pari al rapporto tra l’energia immessa in rete da impianti alimentati a gas naturale e il valore totale dell’energia termica immessa in rete;
 - $C_{MEM,m}$ è il valore della componente relativa ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all’ingrosso, di cui al comma 6.1 del TIVG⁶, espressa in euro/GJ.
- A.7 Come evidenziato nella formula, il valore della componente relativa ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all’ingrosso, per la quota di energia prodotta da impianti alimentati da fonti energetiche differenti dal gas, non può superare il valore di 10 €/GJ, a prescindere dal valore registrato sul mercato. Il valore individuato consente di evitare l’insorgenza di profitti eccessivi per gli esercenti al verificarsi di tensioni sui mercati energetici e del gas naturale.
- A.8 Nelle aree non metanizzate, come anticipato, il riferimento è stato individuato in una caldaia a gasolio, con un rendimento di riferimento dell’85% e un *cap* di prezzo, per le fonti energetiche della rete diverse dal gasolio, pari a 1,2 €/l.
- A.9 Dal 2025 è stata introdotta⁷ anche una componente incentivante per favorire l’efficienza del calore prodotto e immesso in rete. In particolare, viene riconosciuto all’operatore un sovrapprezzo sull’energia termica erogata all’utente proporzionale

⁵ Indagine avviata con la deliberazione 1 marzo 2022, 80/2022/R/tlr, al fine di valutare la congruità dei prezzi del servizio di teleriscaldamento

⁶ Allegato A alla deliberazione 14 marzo 2023, 100/2023/R/com.

⁷ Cfr. deliberazione 597/2024/R/tlr.

al risparmio di emissioni rispetto al sistema di riscaldamento alternativo (caldaia a gas o a gasolio) e valorizzata con un prezzo della CO₂ di 65 €/t, con un limite a 9 €/MWh.

- A.10 L'Autorità, sempre al fine di assicurare un'adeguata gradualità nel passaggio a un regime di tariffe regolate, ha previsto la possibilità per gli esercenti di applicare un vincolo ai ricavi alternativo, che comporta una riduzione del 10% dei prezzi derivanti dall'applicazione delle condizioni contrattuali vigenti prima dell'entrata in vigore del metodo tariffario transitorio. Anche in questo caso, qualora i prezzi del servizio siano indicizzati all'andamento delle quotazioni del gas naturale (o del gasolio, per le aree non metanizzate) si applica inoltre il rispettivo *cap*, in modo analogo con quanto previsto per la determinazione del vincolo ai ricavi dell'ipotesi base.
- A.11 Nel caso di superamento del vincolo ai ricavi nell'anno di riferimento (sia nell'opzione base che in quella alternativa), il metodo tariffario transitorio (di seguito: MTL-T) prevede che i relativi scostamenti siano detratti dal vincolo ai ricavi negli anni successivi, secondo modalità da definire contestualmente al metodo tariffario applicabile a regime.
- A.12 Si evidenzia, infine, che il metodo tariffario prevede una salvaguardia per gli utenti soggetti ad eventuali condizioni contrattuali più favorevoli rispetto al vincolo ai ricavi individuato dall'Autorità. Gli esercenti, in tal caso, sono tenuti a mantenere inalterate le condizioni previste nei contratti di fornitura prima dell'intervento regolatorio.