



AUTORITÀ GARANTE
DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

Bollettino

Settimanale

Anno XXXIV - n. 48

**Publicato sul sito www.agcm.it
16 dicembre 2024**

SOMMARIO

INTESE E ABUSO DI POSIZIONE DOMINANTE	5
A557 - ENEL X WAY ED EWIVA/CONDOTTE ABUSIVE NEL MERCATO DEI SERVIZI DI RICARICA ELETTRICA	
<i>Provvedimento n. 31383</i>	5
A563 - IREN/PREZZO DEL TELERISCALDAMENTO	
<i>Provvedimento n. 31384</i>	7
A564 - HERA/PREZZO DEL TELERISCALDAMENTO	
<i>Provvedimento n. 31385</i>	37
A565 - COMOCALOR/PREZZO DEL TELERISCALDAMENTO	
<i>Provvedimento n. 31386</i>	172
I873 - PRODUTTORI DI CAVI IN RAME	
<i>Provvedimento n. 31392</i>	233
OPERAZIONI DI CONCENTRAZIONE	239
C12682 - GRUPPO INTERGEA/EFFEPI AUTO	
<i>Provvedimento n. 31387</i>	239
C12683 - FINCANTIERI/WASS SUBMARINE SYSTEMS	
<i>Provvedimento n. 31388</i>	244
C12684 - COL GIOVANNI PAOLO/INDUSTRIE MECCANICHE ELETTRICHE	
<i>Provvedimento n. 31389</i>	252
PRATICHE COMMERCIALI SCORRETTE	258
PS12629 - COPYTRACK-VENDITA LICENZE DIRITTO D'AUTORE	
<i>Provvedimento n. 31390</i>	258

INTESE E ABUSO DI POSIZIONE DOMINANTE

A557 - ENEL X WAY ED EWIVA/CONDOTTE ABUSIVE NEL MERCATO DEI SERVIZI DI RICARICA ELETTRICA

Provvedimento n. 31383

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 26 novembre 2024;

SENTITO il Relatore, Presidente Roberto Rustichelli;

VISTO l'articolo 102 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (di seguito, "TUFE");

VISTO il Regolamento (CE) n. 1/2003 del Consiglio del 16 dicembre 2002;

VISTA la legge n. 287 del 1990;

VISTO il D.P.R. 30 aprile 1998 n. 217;

VISTA la propria delibera del 4 aprile 2023, con la quale è stato avviato un procedimento istruttorio, ai sensi dell'articolo 14 della legge n. 287/1990, nei confronti delle società Enel X Way Italia S.r.l., Enel X Way S.r.l. ed Ewiva S.r.l., per accertare l'esistenza di possibili violazioni della concorrenza ai sensi dell'articolo 102 del TFUE;

VISTI tutti gli atti del procedimento;

CONSIDERATA la complessità della fattispecie oggetto di analisi anche alla luce dello stadio di sviluppo embrionale dei mercati interessati e della rapida evoluzione delle caratteristiche che li connotano;

CONSIDERATA, inoltre, la scarsità di informazioni e la carenza di precedenti analisi di tipo economico e concorrenziale relative a tali mercati di nuova formazione;

CONSIDERATO che dalla documentazione in atti e dalle audizioni istruttorie è emersa la necessità di approfondire alcune caratteristiche tecniche, organizzative ed economiche del settore interessato;

CONSIDERATA, a tale ultimo fine, la tempistica di raccolta presso soggetti terzi e di elaborazione dei dati e delle informazioni trasmesse;

CONSIDERATA la necessità di garantire alle Parti il più ampio esercizio dei diritti di difesa e del contraddittorio;

RITENUTO, pertanto, necessario differire il termine di conclusione del procedimento, attualmente fissato al 20 dicembre 2024;

DELIBERA

di prorogare al 31 luglio 2025 il termine di conclusione del procedimento.

Il presente provvedimento sarà notificato ai soggetti interessati e pubblicato nel Bollettino dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

IL SEGRETARIO GENERALE

Guido Stazi

IL PRESIDENTE

Roberto Rustichelli

A563 - IREN/PREZZO DEL TELERISCALDAMENTO*Provvedimento n. 31384*

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 26 novembre 2024;

SENTITO il Relatore, Saverio Valentino;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO il Decreto del Presidente della Repubblica 30 aprile 1998, n. 217;

VISTA la propria delibera del 23 maggio 2023 n. 30646, con cui è stato avviato un procedimento istruttorio ai sensi dell'articolo 14, della legge n. 287/1990, nei confronti delle società Iren S.p.A., Iren Energia S.p.A., Iren Ambiente S.p.A. e Iren Mercato S.p.A. per accertare l'esistenza di violazioni dell'articolo 3, comma 1, lettera a) della legge n. 287/1990;

VISTA la propria delibera del 28 novembre 2023 con cui sono stati rigettati gli impegni presentati dalle società Iren S.p.A., Iren Energia S.p.A., Iren Ambiente S.p.A. e Iren Mercato S.p.A.;

VISTA la propria delibera del 21 maggio 2024, n. 31200, con cui è stato prorogato il termine di chiusura del procedimento al 29 novembre 2024;

VISTA la Comunicazione delle Risultanze Istruttorie (di seguito, "CRI"), inviata alle Parti il 3 ottobre 2024, ai sensi dell'articolo 14 del D.P.R. n. 217/1998;

VISTA la comunicazione di Iren S.p.A., Iren Energia S.p.A., Iren Ambiente S.p.A. e Iren Mercato S.p.A. del 23 ottobre 2024;

VISTI gli atti del procedimento;

CONSIDERATO quanto segue

I. LE PARTI

1. Iren S.p.A. è la società al vertice dell'omonimo gruppo societario *multiutility*, operante nei settori dell'energia elettrica, del gas, dell'energia termica per teleriscaldamento, della gestione dei servizi idrici integrati, dei servizi ambientali e dei servizi tecnologici. Il gruppo Iren ha realizzato, nel 2023, un fatturato pari a circa 6,5 miliardi di euro.

2. Iren Energia S.p.A. (di seguito, "Iren Energia" o "IEN") è la società del gruppo Iren attiva nella produzione di energia elettrica e nella produzione, oltre che nella distribuzione, di energia termica per il teleriscaldamento, nei servizi tecnologici, nei servizi integrati nell'efficienza e nell'innovazione energetica.

3. Iren Ambiente S.p.A. (di seguito, "Iren Ambiente" o "IAM") è la società del gruppo Iren attiva nella raccolta dei rifiuti, nell'igiene urbana, nella progettazione e gestione degli impianti di trattamento e smaltimento rifiuti e nei servizi commerciali e altri collegati.

4. Iren Mercato S.p.A. (di seguito, “Iren Mercato” o “IME”) è la società del gruppo Iren che opera nel settore dell’approvvigionamento e della commercializzazione di energia elettrica, gas e teleriscaldamento.

5. Nel prosieguo le citate società sono anche indicate congiuntamente come “gruppo Iren” o “Iren”.

II. IL PROCEDIMENTO ISTRUTTORIO

6. A partire dal settembre 2022 sono pervenute alcune segnalazioni che lamentano l’onerosità delle tariffe del servizio del teleriscaldamento (di seguito, “TLR”) e le difficoltà di staccarsi dalla rete di TLR e di adottare un diverso sistema di riscaldamento.

Una di tali segnalazioni, proveniente da un condominio di Piacenza - città dove è presente una rete di TLR gestita dal gruppo Iren -, denunciava notevoli aumenti dei corrispettivi richiesti per il servizio, che non parevano giustificabili con l’aumento del costo delle materie prime, atteso che il calore fornito dalla rete di teleriscaldamento piacentina deriverebbe principalmente dalla valorizzazione energetica dei rifiuti (della cui raccolta, peraltro, risulta concessionario lo stesso gruppo Iren). Il segnalante lamentava inoltre l’impossibilità (o, comunque, la difficoltà) per gli utenti di staccarsi dalla rete, anche a causa della presenza delle convenzioni urbanistiche. La denuncia di Piacenza trova, peraltro, riscontro nella stampa della città e in analoghe lamentele relative alla rete di teleriscaldamento del territorio di Parma, gestita anch’essa da Iren¹.

7. Il 23 maggio 2023 l’Autorità ha quindi avviato, a seguito di alcune richieste di informazioni formulate alle Parti, un procedimento ai sensi dell’articolo 14 della legge n. 287/1990, per presunta violazione dell’articolo 3, comma 1, lettera a), della legge n. 287/1990 con riferimento, in particolare, agli aumenti dei prezzi del servizio di teleriscaldamento fornito dalle reti di Parma e Piacenza, rispetto a cui il gruppo Iren risulta monopolista locale. Più in dettaglio, il procedimento si proponeva di verificare se il gruppo Iren avesse attuato aumenti di prezzo ingiustificatamente gravosi per tali reti, caratterizzate da un utilizzo prevalente di fonti energetiche diverse dal gas naturale e, quindi, non interessate da aumenti di costo significativi dovuti all’incremento dei prezzi di tale combustibile registrato nel periodo di osservazione.

8. Il 31 maggio 2023, sono stati svolti accertamenti ispettivi presso le sedi delle società del gruppo Iren nelle città di Piacenza, Parma e Torino, al fine di acquisire documentazione utile ai fini dell’istruttoria.

9. Nel corso del procedimento, le Parti hanno ripetutamente chiesto e ottenuto di esercitare il diritto di accesso alla documentazione del fascicolo non coperta da riservatezza².

10. Nel corso del procedimento, le Parti, in prossimità della scadenza del termine di tre mesi dall’avvio del procedimento, hanno richiesto una proroga del termine per il deposito di una proposta di misure all’Autorità ai sensi dell’articolo 14-ter della legge n. 287/1990, poi concessa dal Collegio fino alla data del 16 ottobre 2023. In tale data, le Parti hanno poi effettivamente depositato una proposta di Impegni ai sensi del citato articolo. Tale proposta, in considerazione dell’interesse a

¹ Cfr. <https://www.parmatoday.it/attualita/iren-tariffe-teleriscaldamento.html>.

² Cfr. docc. 44 e 62.

pervenire a un accertamento e a una decisione in merito all'eventuale natura abusiva delle condotte contestate, è stata rigettata dall'Autorità il 28 novembre 2023.

11. Le Parti sono state sentite congiuntamente in audizione, il 5 ottobre 2023 e il 15 aprile 2024³.

12. Nel corso di entrambe le audizioni sono state richieste alle Parti informazioni e dati numerici relative alle tematiche oggetto del procedimento, alla documentazione ispettiva e alle affermazioni avanzate dalle stesse Parti nel corso di ciascuna audizione. Tali richieste sono state riscontrate, rispettivamente, il 6 novembre 2023 e il 27 maggio 2024.⁴

13. Il 21 maggio 2024, l'Autorità ha deliberato la proroga del termine del procedimento al 29 novembre 2024.

14. Il 3 ottobre 2024, è stata trasmessa alle Parti la CRI.

15. Le Parti non hanno richiesto l'audizione finale davanti al Collegio e, il 23 ottobre 2024, hanno trasmesso una comunicazione per informare l'Autorità di non avere intenzione di presentare memorie e ulteriori documenti, accogliendo con favore le conclusioni contenute nella CRI riguardo alla valutazione delle condotte del gruppo Iren.

III. LE RISULTANZE ISTRUTTORIE

III.1 Il settore del teleriscaldamento e le reti di Iren

III.1.1 Il settore del teleriscaldamento

Il servizio del teleriscaldamento

16. Il teleriscaldamento è un sistema di fornitura di calore (veicolato attraverso acqua calda/vapore) e acqua calda sanitaria a utenze domestiche e non domestiche, alternativo rispetto al tradizionale sistema di riscaldamento tramite caldaie a gas. Il calore fornito attraverso una rete di TLR può provenire da diverse tipologie di impianto e derivare da diverse fonti energetiche.

17. Per generare calore può essere utilizzata una grande varietà di combustibili: gas naturale, biomasse, rifiuti solidi urbani, carbone, olio combustibile. Del totale dell'energia termica fornita, circa il 26% deriva da fonti considerate rinnovabili (bioenergia, geotermia, rifiuti ecc.), il restante 74% da gas naturale e, in misura residuale, altri combustibili fossili (di cui, il 50% da cogenerazione, il 24% da produzione semplice). Circa 2/3 del calore immesso nelle reti di TLR è prodotto in impianti di "cogenerazione", cioè in impianti che consentono la contemporanea produzione di energia elettrica e calore.

18. La diffusione del servizio rimane concentrata principalmente nell'Italia settentrionale e centrale, dove la maggiore domanda di calore per il riscaldamento degli edifici e l'elevata densità abitativa consentono di giustificare i rilevanti investimenti infrastrutturali necessari per assicurare la fruizione del servizio agli utenti. Per ragioni anche storiche, i principali operatori risultano le principali società ex municipalizzate del Nord del Paese (tra cui il gruppo Iren), generalmente attive nei settori contigui del gas naturale e dell'energia elettrica e integrate nell'attività di distribuzione e vendita.

19. La generazione di calore assume quindi generalmente, nelle reti di TLR italiane (nonché, come si vedrà, nello specifico caso di Iren) una configurazione di monopolio verticalmente integrato, con

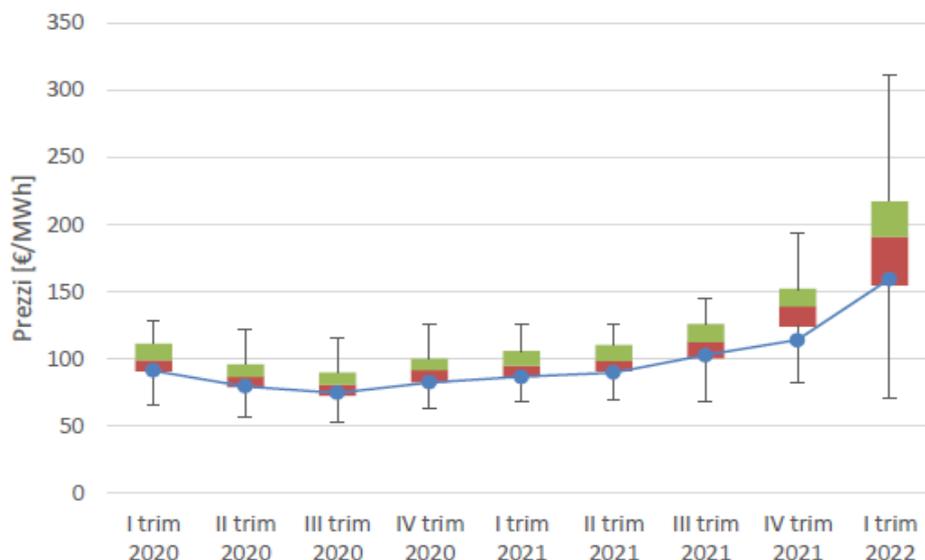
³ Cfr. docc. 54 e 65.

⁴ Cfr. docc. 57 e 67.

il medesimo soggetto che genera il calore, lo trasporta, lo distribuisce localmente e lo vende all'utente finale. Ciò deriva, a sua volta, dal carattere di monopolio naturale della rete di trasporto e distribuzione del calore, in analogia con altre reti di trasporto e distribuzione (ad esempio, quelle del gas e della energia elettrica, spesso gestite dal medesimo monopolista che gestisce la rete di TLR). Diversamente da queste ultime, tuttavia, il TLR potrebbe in astratto essere sostituito da sistemi di riscaldamento alternativi, in particolare dai tradizionali sistemi di riscaldamento tramite caldaie a gas e tale possibilità potrebbe, almeno in astratto, assicurare l'esistenza di una forma di concorrenza *ex ante* tra sistemi di riscaldamento alternativi che potrebbe mitigare il potere di mercato dei gestori di TLR nei confronti dei propri utenti. Probabilmente, anche per questo motivo, oltre che per il fatto che il TLR rappresentava, negli ultimi anni, una modalità di riscaldamento emergente, non era stata finora prevista una regolamentazione del prezzo di cessione del calore agli utenti, che dunque risultava lasciato alla libera determinazione degli operatori.

20. Nel novembre 2022, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito, "ARERA") ha pubblicato i risultati di una propria indagine conoscitiva sul settore del TLR e, in particolare, sul rapporto tra prezzi e relativi costi, per indagare il fenomeno di consistente rialzo dei prezzi del servizio osservato in media a partire dall'ultimo trimestre 2021, contestualmente al repentino incremento delle quotazioni del gas naturale⁵. L'ARERA osservava che tra gli operatori del settore era diffusa la prassi, nata in seno alla associazione di categoria, di stabilire i prezzi del servizio di teleriscaldamento in modo da riflettere la spesa che l'utente avrebbe sostenuto se avesse utilizzato un sistema di climatizzazione alternativo (metodo del c.d. "costo evitato"). A ogni modo e come illustrato dalla figura n. 1 (estratta dal documento pubblicato dal regolatore), l'ARERA rilevava anche che i prezzi praticati dai gestori risultavano generalmente superiori alla stima dell'effettivo "costo evitato" effettuata da tale Autorità, suggerendo pertanto che la possibilità di passare al sistema di riscaldamento tradizionale non risultava del tutto disciplinante per i prezzi praticati dai gestori del TLR, probabilmente a causa dell'imperfetta capacità dei consumatori di comparare la convenienza dei diversi sistemi di riscaldamento e a causa dei costi da questi sostenuti per passare da un sistema all'altro (c.d. *switching costs*). Infine, l'ARERA ha osservato che, in ogni caso, vi erano operatori che, pur facendo evolvere le proprie tariffe in base all'andamento del prezzo del gas, producevano il calore fornito tramite fonti energetiche di altro tipo, non necessariamente soggette al medesimo andamento, rilevando che tali operatori avrebbero realizzato significativi *extra-profitti*.

⁵ Cfr. <https://www.arera.it/it/docs/22/547-22.htm>.

Figura n. 1 - Confronto tra i prezzi rilevati e la stima del costo evitato elaborata dall'ARERA

Fonte: indagine conoscitiva ARERA sull'evoluzione dei prezzi e dei costi del TLR

La recente evoluzione regolatoria

21. L'ARERA aveva concluso la propria indagine conoscitiva sul settore con la segnalazione a Governo e Parlamento n. 568/2022/I/TLR, in cui si evidenziavano le descritte criticità relative alle dinamiche del mercato del teleriscaldamento e, in alcuni casi, al livello dei prezzi applicati e si rappresentava l'opportunità di introdurre una regolazione tariffaria del settore.

22. A tale segnalazione ha poi fatto seguito la modifica normativa intervenuta in sede di conversione in legge del DL PNRR (decreto legge 24 febbraio 2023, n. 13, convertito in legge 21 aprile 2023, n. 41) che riformulava l'art. 10, comma 17, lettera e), del D.lgs. n. 102/2014 ampliando le competenze dell'ARERA sul settore del teleriscaldamento, attribuendole il potere di stabilire *“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”*.

23. Tale modifica è stata sua volta recepita dall'ARERA che, a partire dalla deliberazione n. 277/2023/R/tlr, ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di regolazione tariffaria del servizio di teleriscaldamento, con l'obiettivo di pervenire a una regolazione di tipo *cost-reflective* nel settore (prevedendo, per un primo periodo, un regime transitorio decorrente dal 1° gennaio 2024). Tale deliberazione è stata seguita dal documento n. 388/2023/R/TLR del 3 agosto 2023, che esponeva una prima versione dei propri *“orientamenti per la definizione del metodo tariffario per il servizio di teleriscaldamento”*, su cui si chiedeva di fornire osservazioni entro il 12 settembre 2023.

24. Il termine del procedimento, finalizzato all'*“adozione di provvedimenti in materia di regolazione tariffaria del servizio di teleriscaldamento”* tramite una procedura di consultazione, era inizialmente previsto per il 30 settembre 2023, prima dell'avvio della nuova stagione termica.

25. Tuttavia, con delibera n. 431/2023/R/tlr del 28 settembre 2023, l'ARERA ha deciso di prorogare al 31 dicembre 2023 il termine di conclusione del procedimento, ritenendo necessario effettuare ulteriori approfondimenti istruttori anche al fine di disporre di un *set* informativo più completo per lo svolgimento di analisi di sensitività al variare dei parametri rilevanti per la determinazione del costo riconosciuto.

26. Al termine del 2023, con delibera n. 638/2023/R/tlr del 28 dicembre 2023, l'ARERA approvava il metodo tariffario per il teleriscaldamento nel periodo transitorio (individuato nell'intero anno 2024), adottando ancora, appunto in via transitoria, una logica di costo evitato e quindi concettualmente assimilabile alle formule usate da tempo dagli operatori del settore, sebbene calcolando tale costo in base a parametri e metodi definiti dal regolatore.

27. Il 30 maggio 2024, l'ARERA ha, quindi, pubblicato un ulteriore documento per la consultazione, il documento n. 214/2024/R/TLR, che esponeva gli "*orientamenti iniziali per la definizione del metodo tariffario per il servizio di teleriscaldamento*", su cui i soggetti consultati avrebbero avuto circa un mese per presentare osservazioni.

28. In particolare, l'ARERA, inquadrando la nascente regolazione, afferma che, come già evidenziato nella propria indagine conoscitiva, il settore presenta le caratteristiche tipiche di un monopolio naturale. Infatti "*La presenza di economie di scala e di densità comporta una funzione di costo subadditiva (i costi sostenuti da una sola impresa nel produrre l'intera quantità domandata sono inferiori a quelli che sosterebbero due o più imprese contemporaneamente presenti sul mercato). Tale caratteristica ha influenzato le modalità di erogazione del servizio, che è in genere fornito da imprese che operano in una condizione di monopolio locale. L'assetto monopolistico del servizio comporta che l'unica pressione competitiva per gli esercenti è data dalla possibilità, per l'utente, di passare a servizi di climatizzazione alternativi. L'effettiva possibilità di cambiare il tipo di impianto di climatizzazione può essere tuttavia limitata dalla presenza di barriere tecniche ed economiche.*"⁶.

29. Tra i criteri generali a cui dovrebbe rispondere la regolazione, l'ARERA menziona i) la copertura dei costi (purché questi siano efficienti e verificabili), ii) la tutela ambientale e l'uso efficiente delle risorse (inclusi i recuperi di calore) e iii) la coerenza tra le tariffe applicate agli utenti e i costi di erogazione del servizio, favorendo il trasferimento agli utenti finali del servizio dei benefici derivanti dall'utilizzo di calore di scarto disponibile localmente.

30. Se nel primo documento tecnico sottoposto a consultazione (il doc. 388 del 2023) il regolatore sembrava più chiaramente orientato verso un approccio di tipo *cost-of-service* (o *rate-of-return*), nel documento più recente (il doc. 214 del 2024), relativo alla consultazione per il regime tariffario definitivo, tale approccio è soltanto uno dei quattro approcci proposti, unitamente all'approccio del costo evitato (ritenuto, tuttavia, non preferibile dal regolatore), l'approccio che si propone di avvalersi di *costi standard* e a quello del *revenue cap* che, pur essendo collegato a quello *cost-of-service*, presenta maggiori potenzialità incentivanti, in ragione del fatto che la tariffa non è calcolata a copertura dei costi in ogni anno, ma per alcuni anni si evolve in base a parametri predeterminati.

31. In entrambi tali documenti, l'ARERA propone comunque di utilizzare, nel caso di una regolazione basata sui costi effettivi, il metodo del costo storico rivalutato (cfr. *infra*), in analogia ad

⁶ Cfr. 388/2023/R/TLR, par. 1.6 e 1.7.

altri settori regolati, integrando tale metodologia, nel documento più risalente, con il metodo alternativo del c.d. *book value*, suggerito per le gestioni di dimensioni minori.

III.1.2. Le reti di Iren

32. Iren è uno dei gruppi storici del teleriscaldamento in Italia, che gestisce reti in Piemonte, Liguria ed Emilia-Romagna. Nella tabella n. 1 sono riassunte alcune caratteristiche salienti di tali reti, che saranno espone più in dettaglio nei successivi paragrafi*.

Tabella n. 1: Reti di teleriscaldamento del gruppo Iren

Gestore ⁷	Reti	Fonti energetiche (2022)	Modalità tariffaria
Iren Energia Spa	Torino	gas [90-100%]	Costo del riscaldamento a gas naturale + Variazioni tariffa ARERA gas naturale
Iren Energia Spa	Parma	rifiuti [70-80%], gas [20-30%]	Costo evitato + Variazioni tariffa ARERA gas naturale
Iren Energia Spa	Reggio Emilia	gas [90-100%]	Costo evitato + Variazioni tariffa ARERA gas naturale
Iren Energia Spa	Piacenza	rifiuti [60-70%], gas [30-40%]	Costo evitato + Variazioni tariffa ARERA gas naturale
Iren Energia Spa	Genova	gas [90-100%]	Costo evitato + Variazioni tariffa ARERA gas naturale

33. Fatta esclusione per Torino, dove peraltro il calore è attualmente ottenuto in larghissima misura dalla combustione di gas naturale, Iren utilizza per determinare il prezzo del calore fornito agli utenti la c.d. formula del “costo evitato”. Più in particolare, la formula che Iren utilizza per il *pricing* dei servizi di teleriscaldamento in Emilia occidentale (Reggio Emilia, Parma e Piacenza) è pari a:

$$p_c = \frac{PM}{PCI * \delta} * 860 * C$$

34. Nella formula il prezzo del teleriscaldamento, espresso in €/MWh, si ottiene calcolando il rapporto tra il prezzo del gas metano PM (espresso in €/sm³) e un valore dato dal prodotto tra il coefficiente del potere calorifico inferiore del gas metano PCI (pari a circa 8,25 Mcal/sm³) e il tasso di rendimento medio stagionale degli impianti alimentati a metano (δ), stimato in 0,8 dalla società. Tale grandezza è poi convertita in MWh moltiplicandola per l'apposito valore di conversione (860) e per un coefficiente (C) che tiene conto della perequazione delle aliquote IVA⁸. Con riferimento

* Nella presente versione alcuni dati sono omessi, in quanto si sono ritenuti sussistenti elementi di riservatezza o di segretezza delle informazioni.

⁷ La società del gruppo che opera le reti di teleriscaldamento è Iren Energia. La vendita dei servizi di teleriscaldamento agli utenti è effettuata da Iren Mercato, società del gruppo attiva nella commercializzazione al dettaglio, per conto di Iren Mercato, alla quale sono retrocessi i ricavi di vendita, al netto della remunerazione del servizio svolto.

⁸ Iren ha, inoltre, reso noto che le quotazioni adottate per la costruzione dei propri listini prezzi seguono sincronicamente gli aggiornamenti dei corrispondenti valori di riferimento stabiliti dall'ARERA. Pertanto, la revisione dei corrispettivi

alle formule adottate, Iren ha affermato di tenere conto anche dei costi dei servizi accessori della fornitura energetica (ad esempio, degli oneri di manutenzione), in quanto nel costo evitato di un sistema di riscaldamento a gas metano rientrano anche oneri non strettamente energetici. Tale formula non prevede alcun meccanismo di salvaguardia degli utenti qualora venga applicata anche in un contesto in cui gran parte del calore sia ottenuto da fonti diverse dal gas naturale.

35. Con l'eccezione di Genova, che ha un unico prezzo per tutte le tipologie di consumo, ciascuno di tali listini ha a sua volta numerose articolazioni, in quanto il prezzo può essere formato da componenti fisse e variabili, può dipendere dal tipo di cliente (domestico, terziario, industria, con specificità in base al tipo di imposte pagate), dal tipo di servizio (acqua calda e riscaldamento, distinguendo a volte quest'ultimo in base alle percentuali di dispersione), dai volumi di consumo, dalla fascia oraria di consumo, dal tipo di fornitura (centralizzata, ripartita, individuale).

36. Come anticipato, il provvedimento di avvio concentra la propria attenzione sulle reti di Parma e Piacenza. Come illustrato in tabella, infatti, queste reti, diversamente da quelle di Reggio Emilia, Torino e Genova, risultano alimentate prevalentemente da fonti energetiche diverse dal gas naturale, materia prima che ha riscontrato notevoli aumenti di prezzo nel periodo in cui si sono registrati notevoli aumenti dei prezzi dei servizi di teleriscaldamento, ossia a partire dalla fine del 2021. Tale circostanza lascia quindi immaginare come plausibile l'ipotesi che, nel caso di tali reti, gli aumenti di prezzo del teleriscaldamento siano ingiustificati ed eccessivamente gravosi, potendosi così configurare un'infrazione dell'articolo 3, comma 1, della legge n. 287/1990.

37. La rete di Parma, il cui sviluppo è stato avviato nel 1999, si estende attualmente per oltre 100 km, servendo circa 6,2 milioni di volumetria ed è connessa all'impianto di termovalorizzazione Polo Ambientale Integrato (di seguito, "PAI"). La rete di Piacenza è stata sviluppata a partire dal 2008, si estende per circa 30 km, servendo circa 2,1 milioni di metri cubi di volumetria ed è stata connessa di recente (nel 2021) all'impianto di termovalorizzazione Tecnoborgo.

38. Gli scollegamenti dalla rete di utenti già allacciati sono di entità minima. In base a quanto affermato dalle Parti in relazione alle richieste di scollegamento (ovvero di disattivazione della fornitura e rimozione definitiva dell'impianto) e di sola disattivazione della fornitura, nel periodo 1° gennaio 2021 - 7 novembre 2022 Iren aveva ricevuto diciannove richieste di scollegamento su tutte le reti di teleriscaldamento, di cui *[omissis]*⁹.

39. Le attività di teleriscaldamento di Iren sono gestite, all'interno del Gruppo, da IEN, che si avvale a tal fine anche dei servizi prestati da altre società del Gruppo, in particolare IME e IAM e da alcune delle loro controllate. A tali società è riconosciuto un corrispettivo per le prestazioni fornite che il gruppo afferma essere definito a condizioni di mercato. In particolare, IEN ha la titolarità delle reti (tra cui quelle di Parma e Piacenza) e produce, in via principale, energia termica per i sistemi di teleriscaldamento tramite impianti di cui detiene la proprietà, quali cicli combinati e caldaie alimentati a gas naturale. In aggiunta, IEN si approvvigiona di energia termica da altre società del gruppo, sia attraverso contratti *intercompany* (con cui IEN acquisisce calore, ad esempio, dagli impianti di termovalorizzazione dei rifiuti di IAM di Piacenza e di Parma), sia acquisendo calore da società terze (in particolare, *[omissis]*). IEN è, inoltre, responsabile delle operazioni tecniche relative

richiesti da Iren corrisponde alla frequenza (trimestrale fino a settembre 2022 e successivamente mensile) con cui l'ARERA aggiorna la tariffa relativa alla componente materia prima gas del mercato tutelato.

⁹ Cfr. doc. 3.

agli allacci o al ripristino del servizio in caso di guasti, della manutenzione dei sistemi di teleriscaldamento e ne sostiene i costi (costi variabili, le spese operative fisse e le spese in conto capitale). I ricavi dalle vendite di energia termica ai clienti finali sono di proprietà di IEN, mentre IME svolge unicamente per conto di IEN il ruolo di commercializzazione del servizio, sostenendo i costi di acquisizione e gestione cliente (tra i quali proposizione commerciale, contrattualizzazione, fatturazione, reclami, credito e altri) e venendo remunerata da IEN per tali prestazioni in base a quanto previsto nel contratto *intercompany*.

40. Gli impianti che generano calore utilizzando gas naturale sono di proprietà della stessa Iren Energia, mentre il combustibile viene acquistato dalla società Iren Mercato e trasferito a Iren Energia (società del gruppo titolare delle reti di TLR) a prezzi allineati a quelli registrati nei mercati all'ingrosso (di seguito "PSV"). Il calore proveniente da termovalorizzazione proviene invece, per quel che riguarda Parma e Piacenza, da impianti delle società del gruppo Iren Ambiente, tramite prezzi di trasferimento infragruppo prestabiliti.

41. Più in particolare, il prezzo di trasferimento a Iren Energia del calore prodotto tramite termovalorizzazione viene calcolato tramite il c.d. criterio del costo-opportunità che si propone di rispecchiare i mancati ricavi che Iren Ambiente ottiene nel mercato elettrico per via dell'utilizzo del calore prodotto da termovalorizzazione nelle reti di TLR di Iren Energia piuttosto che per la produzione della stessa energia elettrica da vendere sul relativo mercato¹⁰. Similmente, anche la parte di calore che il gruppo acquisisce, per tali reti, da operatori terzi, viene venduta a Iren a un prezzo proporzionale, per un fattore contrattualmente definito, al prezzo dell'energia elettrica.

42. Più precisamente, per quanto riguarda la valorizzazione del calore fornito dal termovalorizzatore alla rete di teleriscaldamento di Parma, il criterio del costo-opportunità è stato introdotto soltanto a partire dal 2022, in quanto fino all'anno precedente il trasferimento avveniva con un pricing che seguiva una logica di costo evitato (e non aveva, quindi, alcun legame con un concetto di costo del rifiuto, sia pure nella forma di costo-opportunità, ma risultava invece ancorato al prezzo finale del costo del riscaldamento tramite caldaie a gas, al pari del prezzo finale del teleriscaldamento stesso praticato da Iren Energia ai consumatori finali). Riguardo a questo punto, Iren ha affermato di aver modificato gli accordi infragruppo tra Iren Ambiente e Iren Energia a dicembre 2022, avendo notato un notevole squilibrio economico rispetto alle condizioni praticate negli anni precedenti. Tale modifica, tuttavia, tramite un apposito conguaglio, è stata retroattivamente praticata a partire dalla competenza di gennaio 2022.

43. IAM, con le sue partecipate, gestisce il ciclo integrato dei rifiuti o alcune sue fasi, tra cui l'attività di trattamento e smaltimento dei rifiuti. A tal fine, IAM, anche tramite le sue società partecipate, detiene come detto la proprietà e la gestione di alcuni impianti di termovalorizzazione, la redditività dei quali è soggetta ai vincoli fissati dalla regolamentazione di settore. In particolare, IAM possiede

¹⁰ I termovalorizzatori possono infatti operare in assetto cogenerativo e la quantità di energia elettrica producibile dipende (inversamente) dalla quantità di calore che viene ceduta alla rete di teleriscaldamento. Pertanto, pur essendo il rifiuto stesso fornito a costo nullo (se non negativo), la cessione alla rete di TLR del calore generato dalla termovalorizzazione sarebbe "costosa" per il gruppo nella misura in cui essa richiede di rinunciare ai ricavi alternativi dalla produzione di energia elettrica. Pertanto, il prezzo di trasferimento viene a oggi parametrato, con modalità varie, ai prezzi del mercato elettrico. Nel caso di Parma, tuttavia, fino al 2022 il prezzo di trasferimento del calore era stato anch'esso fissato in base a una logica di costo evitato. Il gruppo ha poi modificato tale criterio, adottando anche in questo caso un criterio di costo-opportunità, a seguito dell'incremento dei prezzi del gas, che aveva comportato uno squilibrio economico nei rapporti tra Iren Ambiente e Iren Energia.

e opera, per quanto riguarda Parma, il termovalorizzatore chiamato PAI e, per quanto riguarda Piacenza, il termovalorizzatore detto Tecnoborgo. Tali impianti, in relazione al trattamento dei rifiuti urbani, sono stati classificati, ai sensi del “Metodo Tariffario Rifiuti MTR-2” definito dall’ARERA dalla Regione Emilia-Romagna quali “impianti minimi”. Per tale tipologia di impianti, il corrispettivo per il servizio di trattamento dei rifiuti urbani è determinato dai rispettivi Enti Territoriali Competenti (di seguito, “ETC”) sulla base dei criteri tariffari previsti dal MTR-2: per quanto detto, il livello di remunerazione delle attività di IAM (compresa la termovalorizzazione) è fissato dai parametri tariffari di ARERA (secondo i principi della *full-cost regulation*).¹¹

44. Con specifico riguardo alle reti oggetto di istruttoria, le informazioni acquisite delineano il seguente quadro normativo: (i) per Parma, dove il teleriscaldamento non è qualificato come servizio pubblico locale e non esistono concessioni né convenzioni che regolino il servizio, i rapporti tra Comune e Gruppo Iren sono regolati sulla base di atti autorizzativi per la manomissione del suolo pubblico ai fini degli scavi per posa del teleriscaldamento; (ii) per Piacenza, il Comune e il gestore hanno sottoscritto una Convenzione nel 2009 [omissis]. In entrambi i casi, la tariffa è liberamente determinata dal Gruppo Iren, in quanto i provvedimenti amministrativi che regolano il rapporto tra Comune e gestore non contengono alcuna disposizione in merito all’elemento tariffario¹².

III.2. Le condotte oggetto di contestazione

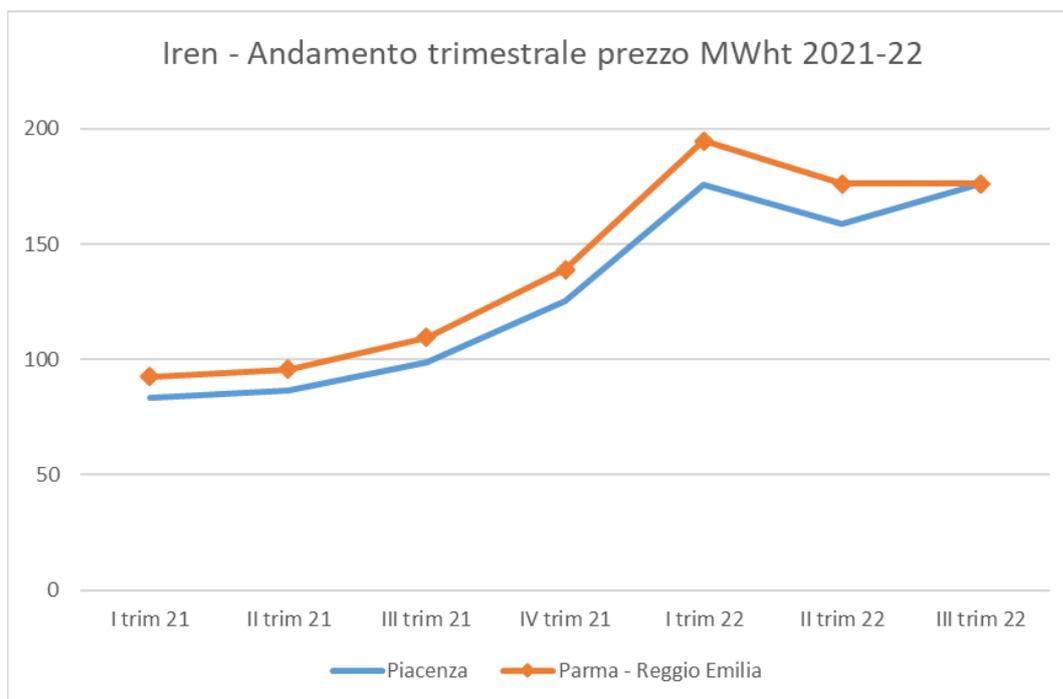
III.2.1. L’andamento dei prezzi nell’inverno 2021-2022

45. Per una rappresentazione sintetica dell’andamento dei livelli tariffari per ciascuna rete, si riporta quindi, nella seguente figura n. 2, l’evoluzione in termini percentuali di una specifica voce tariffaria che appare maggiormente rappresentativa e rilevante rispetto alla clientela di riferimento.¹³ Come si può osservare, per effetto dell’agganciamento al prezzo del gas naturale per i clienti del mercato tutelato anche il prezzo del TLR ha subito forti incrementi nel 2021-2022.

¹¹ Cfr. Delibera della Giunta Regionale dell’Emilia Romagna 27.4.2015, n. 467 Allegato, art. 6.

¹² Cfr. docc. 35.3.21, 25.2.27, 25.2.30 e 35.3.127.

¹³ Più in particolare si riporta la serie del prezzo per il servizio di riscaldamento relativo alle “forniture centralizzate” alla clientela domestica con potenza installata pari a quella di una caldaia individuale per un appartamento medio-grande (35 kW).

Figura n. 2 - Andamento trimestrale del prezzo MWht 2021-2022, reti di Parma e Piacenza

Fonte: elaborazione su dati forniti da Iren in fase preistruttoria.

46. L'andamento osservato per i prezzi delle reti di teleriscaldamento di Parma e Piacenza ha, non sorprendentemente date le caratteristiche della formula di costo evitato utilizzata, una forma simile a quella rilevabile per il livello dei prezzi del gas naturale nel medesimo periodo, in particolare quello degli indicatori utilizzati nelle formule di prezzo di Iren.

47. Per far fronte alle conseguenze dell'aumento dei prezzi, Iren aveva comunque previsto un'iniziativa in favore dei propri clienti più svantaggiati, denominata "Bonus Iren Teleriscaldamento" relativa all'anno termico 2021-2022, riservato (dietro richiesta del potenziale beneficiario) agli utenti delle reti di teleriscaldamento gestite da Iren caratterizzati da livelli di ISEE contenuto o titolari di un nucleo familiare relativamente numerosi.¹⁴ Un'iniziativa simile è stata prevista, con qualche modifica (in particolare ampliando l'accessibilità a utenti con un livello maggiore di ISEE), anche per l'anno termico 2022-2023.

III.2.2 Le informazioni acquisite da Iren

Le informazioni e i dati contabili non rivalutati acquisiti in sede ispettiva

48. In sede ispettiva sono state acquisite diverse *e-mail* interne in cui sono discusse questioni commerciali relative alle reti di teleriscaldamento e al relativo *pricing* nel periodo d'interesse. In particolare, vi è evidenza di discussioni risalenti al febbraio 2022 relative alle accuse e preoccupazioni avanzate, anche a mezzo stampa, rispetto all'incremento dei prezzi del

¹⁴ In particolare, l'iniziativa dell'anno 2021-2022 prevedeva uno sconto pari a 487,27 euro per le famiglie fino a quattro componenti e di 679,09 per quelle con più di quattro componenti.

teleriscaldamento tra la fine del 2021 e l'inizio del 2022 (anche in considerazione del fatto che alcune reti derivano il proprio calore da fonti energetiche diverse dal gas naturale, materia prima che in quel periodo aveva assistito a un notevole incremento di prezzo).

49. In tali scambi gli esponenti aziendali di Iren effettuano analisi e confronti interni per capire se effettivamente, nel periodo in questione, il servizio di teleriscaldamento fosse diventato, a causa delle caratteristiche delle formule utilizzate, più oneroso del tradizionale riscaldamento tramite caldaia a gas naturale. [omissis]¹⁵. Parimenti, sono state rinvenute evidenze di analisi interne relative alla recente indagine conoscitiva dell'ARERA e all'associata proposta - successivamente recepita normativamente - di assoggettare il settore a regolamentazione¹⁶.

50. Sono stati acquisiti anche numerosi documenti aziendali interni e *report* nei quali gli esponenti del gruppo e società di consulenza, esprimono valutazioni su temi e analisi collegate o collegabili all'oggetto di interesse della presente istruttoria, ossia l'andamento dei corrispettivi richiesti per il servizio di teleriscaldamento nelle reti di Piacenza e Parma e la profittabilità di tali gestioni.

51. In particolare, in alcune *slides* realizzate per Iren da una società di consulenza sono riportate, ad esempio, un confronto tra tariffe e costi di produzione per MWh (inclusivi degli ammortamenti) relativo alle singole reti di TLR per il 2021. I grafici che riportano tale confronto per le reti di Piacenza e Parma, riprodotti nelle figure che seguono (cfr. figure nn. 1 e 2), mostrano che la gestione delle reti di Piacenza e Parma sia stata effettuata, nel complesso, a livelli di profittabilità piuttosto bassi, in quanto [omissis]¹⁷.

Figura n. 3 - [omissis]

Figura n. 4 - [omissis]

52. In un'analisi interna, effettuata nel corso del 2022, il *Return on Investment* (di seguito, "ROI") del 2021 stimato per le reti di Piacenza e Parma risulta negativo, come l'*Earnings Before Interests, Taxes* (di seguito, "EBIT") da cui esso è ottenuto¹⁸. Sono stati inoltre reperiti studi interni, anch'essi effettuati nel 2022, relativi ai possibili effetti di modalità di *pricing* alternative, che paiono anch'essi confermare che l'EBIT nel 2021 sia stato negativo sia per Piacenza che per Parma¹⁹.

53. Con riferimento più specifico ai dati contabili necessari a valutare l'eventuale eccessività dei prezzi praticati da Iren per le reti di Parma e Piacenza, nel corso degli accertamenti ispettivi sono stati acquisiti alcuni *database*, consistenti in un'estrazione del conto economico gestionale consuntivo per trimestre, del periodo gennaio 2021-marzo 2023. Per i medesimi orizzonti temporali

¹⁵ Cfr. docc. 35.3.1 e 35.3.2.

¹⁶ Cfr. doc. 25.2.21.

¹⁷ Cfr. docc. 35.3.73 e 35.3.114.

¹⁸ Cfr. docc. 35.3.78 e 35.3.98. Al contrario, la previsione per il ROI del 2022 appare positiva, per quanto contenuta, per entrambe le reti (e, in particolare, pari a [omissis]).

¹⁹ Cfr. doc. 35.3.60.

(anni 2021, 2022 e primo trimestre 2023) le Parti hanno, altresì, prodotto in sede ispettiva i valori del capitale netto investito al termine di ciascun periodo²⁰.

54. Utilizzando tali dati, è possibile pervenire a una prima quantificazione dei ritorni economici conseguiti da Iren Energia dalla gestione di ciascuna delle reti di teleriscaldamento di Piacenza e Parma nel periodo di interesse. In particolare, la tabella che segue (cfr. tabella n. 2) riporta i valori degli indicatori *Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization* (di seguito, “EBITDA”) ed EBIT²¹ ricavabili da tali dati, relativi a ciascun trimestre da inizio 2021 fino al primo trimestre del 2023 (incluso), nonché per gli interi anni 2021 e 2022.²² La tabella successiva (cfr. tabella n. 3) riporta invece i valori del capitale investito netto (di seguito, “CIN”) al 31 dicembre degli anni 2021 e 2022 e al 31 marzo 2023.

Tabella n. 2: EBITDA ed EBIT delle reti di TLR di Piacenza e Parma, 2021-2023

	EBITDA Piacenza	EBITDA Parma	EBIT Piacenza	EBIT Parma
Anno 2021	[negativo]	[inferiore a 1 milione]	[negativo]	[negativo]
Anno 2022	[1-10 milioni]	[1-10 milioni]	[negativo]	[1-10 milioni]
Anno 2023 (I trim.)	[1-10 milioni]	[inferiore a 1 milione]	[inferiore a 1 milione]	[negativo]

Fonte: elaborazione dei dati acquisiti da Iren in ispezione (in euro).

Tabella n. 3: Capitale investito netto, reti di TLR di Piacenza e Parma, 2021-2023

	CIN Piacenza	CIN Parma
2021	[10-44 milioni]	[44-100 milioni]
2022	[10-44 milioni]	[44-100 milioni]
2023 (I trim.)	[10-44 milioni]	[44-100 milioni]

Fonte: elaborazione dei dati acquisiti da Iren in ispezione (in euro).

55. Come si può notare dalla tabella n. 2, nel 2021 la redditività di entrambe le reti risulta negativa o al più, come nel caso dell’EBITDA di Parma [omissis]. Nel 2022, invece, la redditività della rete di Piacenza presenta un EBITDA positivo, ma un EBIT negativo, mentre quella della rete di Parma

²⁰ Cfr. doc. 25.2.22.

²¹ Si ricorda che l’EBITDA (), corrispondente in buona sostanza al c.d. Margine Operativo Lordo (MOL), esprime la profittabilità economica dell’attività caratteristica dell’impresa, intesa come differenza tra ricavi e costi della gestione caratteristica, al netto sia delle variabili finanziarie e fiscali, sia di ammortamenti e variazioni di valore degli *asset*. L’EBIT, invece, rappresenta l’ultimo indicatore di reddito economico desumibile dai dati contabili, risultando influenzato anche da ammortamenti e da variazioni di valore degli *asset*, ma (analogamente all’EBITDA) non dalla gestione finanziaria e dagli oneri fiscali.

²² Essendo tali dati organizzati su base trimestrale, sarebbe possibile calcolare tali indicatori anche per ciascun trimestre, anche se tale il riferimento trimestrale, in considerazione dell’elemento della stagionalità, appare poco informativo. Avendo, tuttavia, a disposizione anche il dato parziale del primo trimestre 2023, esso è stato preso in considerazione, anche allo scopo di fornire una rappresentazione completa della stagione invernale dell’anno termico 2022-2023.

risulta positiva.²³ Al contrario, nel primo trimestre del 2023 la rete di Piacenza risulta aver generato un EBIT positivo e quella di Parma un EBIT negativo. Infine, la tabella che segue (cfr. tabella n. 4) riporta i valori dell'indice ROI, comunemente utilizzato per la quantificazione della redditività di un dato investimento.

Tabella n. 4: Stima ROI delle reti di TLR di Piacenza e Parma

	ROI Piacenza	ROI Parma
Anno 2021	[negativo]	[negativo]
Anno 2022	[negativo]	[5-10%]
Anno 2023 (I trim.)	[10-15%]	[negativo]

56. Come si può osservare dalla Tabella 4, le gestioni hanno presentato un ROI superiore a un WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) plausibile unicamente nell'anno 2022 per quanto riguarda la rete di Parma e nel primo trimestre 2023 per la rete di Piacenza. Gli altri ROI calcolati assumono invece un valore addirittura negativo.

57. Ancora, sempre in sede ispettiva, è stata reperita un'altra versione di conto economico delle reti di teleriscaldamento di Piacenza e Parma per l'annualità 2022, meno aggiornata (essa, infatti, non è stata estratta alla data degli accertamenti ispettivi, il 31 maggio 2023, ma risulta allegata in una mail di febbraio 2023)²⁴, che presenta dei valori leggermente differenti di EBITDA ed EBIT delle due reti. Utilizzando tali valori è possibile calcolare, rispettivamente, un ROI pari al [1-5%] per Piacenza e al [10-15%] per Parma.

58. Infine, si è rilevato nei bilanci di IEN che vi sono delle somme, all'interno dei c.d. crediti tributari, che sono descritte come in massima parte riferibili ai crediti d'imposta ottenuti dall'impresa in qualità di contribuiti per le imprese non energivore e non gasivore per contenere il costo delle bollette, come desumibili dai relativi bilanci 2021, 2022 e 2023 di tale società e che risultano pari, rispettivamente, a circa [1-10] milioni di euro, [10-15] milioni di euro e [1-10] milioni di euro²⁵. In base alle informazioni disponibili, non si può escludere che tali crediti d'imposta siano stati ottenuti anche grazie alle attività di teleriscaldamento delle reti di Parma e Piacenza e che possano rappresentare, quindi, *pro quota*, una forma di introito associabile a tali attività.

²³ Per quel che riguarda l'articolazione trimestrale, entrambe le reti di Piacenza e Parma avrebbero ottenuto una redditività negativa per il secondo, terzo e quarto trimestre del 2021 e per il secondo e terzo trimestre del 2022. Al contrario, il primo trimestre del 2021 e sia il primo che il quarto trimestre del 2022 mostrano degli indicatori di redditività positivi per entrambe le reti (il I e il IV trimestre, coincidendo con la stagione fredda, in cui si utilizza maggiormente il riscaldamento).

²⁴ Cfr. docc. 35.3.42 e 35.3.46.

²⁵ Crediti d'imposta di tal genere sono infatti previsti dalle norme DL 4/2022, DL 17/2022 e DL 21/2022, come anche dalla legge n. 197/2022. Nei bilanci di IEN tali crediti vengono presentati come componente principale della voce "crediti tributari".

I dati contabili rielaborati in base al criterio del costo storico rivalutato e le altre informazioni acquisite nel corso dell'istruttoria

59. Nel corso del proprio procedimento regolatorio, l'ARERA ha proposto alcuni principi fondamentali su cui potrebbe basarsi la regolazione tariffaria (differenziando tra periodo transitorio e regolazione "a regime" che, da ultimo, dovrebbe iniziare la propria vigenza a partire dal 2025). In tali principi sono contenute, oltre all'indicazione generale dei modelli regolatori adottati - tra cui l'ARERA sembra propendere, in uno dei documenti per la consultazione, per una regolazione di tipo *cost-of-service* o *rate-of-return*, in cui all'impresa è permesso, di anno in anno, di remunerare tramite le tariffe i propri costi ammessi (incluso il costo del capitale) - alcuni criteri fondamentali per il calcolo del capitale investito la cui remunerazione è riconosciuta in tariffa (detto anche nel *Regulatory Asset Base*, di seguito "RAB"), degli ammortamenti tariffari e dei costi operativi.

60. In particolare, sia nel documento per la consultazione 388/23/R/TLR del 3 agosto 2023, sia nel successivo documento 214/2024/R/TLR del 28 maggio 2024, l'ARERA propone quale criterio principale per la valutazione della RAB quello del c.d. costo storico rivalutato, in analogia a quanto previsto per gli altri settori soggetti a regolazione da parte di tale Autorità²⁶. Tale criterio prevede di "determinare il valore della RAB sulla base del costo storico rivalutato di acquisizione del cespite al momento della sua prima utilizzazione ovvero al costo di realizzazione dello stesso, come risultante dalle fonti contabili obbligatorie".

61. In questo contesto, l'applicazione di tale metodologia prevede di:

- a) individuare il costo storico di acquisizione del cespite al momento della sua prima utilizzazione ovvero al costo di realizzazione dello stesso, con riferimento agli *asset* utilizzati per l'erogazione del servizio;
- b) ripartire i dati di costo storico tra le categorie di cespiti individuate dall'ARERA (condotte, fabbricati, ecc.) e a stratificarlo per anno di acquisizione;
- c) sottrarre dal costo storico il valore dei contributi in conto capitale erogati da soggetti pubblici o privati, in modo tale da trasferire i benefici economici agli utenti finali del servizio;
- d) determinare il valore dell'attivo immobilizzato lordo, moltiplicando il valore del costo storico dei cespiti per il deflatore degli investimenti fissi lordi;
- e) calcolare il valore residuo del capitale applicando opportune percentuali di degrado al valore dell'attivo immobilizzato lordo, tenuto conto della consistenza del fondo di ammortamento.

62. L'ARERA stabilisce inoltre che, in coerenza con il metodo del c.d. costo storico rivalutato, "la componente a copertura degli ammortamenti sarà determinata, per ciascuna tipologia di cespiti, sulla base del rapporto del valore dell'attivo immobilizzato lordo e la vita utile del cespite, come individuata dall'Autorità" e che la remunerazione del capitale investito andrebbe effettuata utilizzando un tasso di remunerazione (indicato specificamente con il WACC²⁷) reale pre-tasse.

²⁶ In alternativa a tale approccio, l'ARERA riconosce anche la possibilità di adottare, in particolare, per le gestioni medio-piccole, un approccio semplificato, basato sul valore contabile degli *asset* (*book value*), a cui viene associato un tasso di remunerazione (WACC) di tipo nominale.

²⁷ In particolare, l'ARERA propone di fare riferimento, per il calcolo del valore del WACC, all'Allegato A alla delibera 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com (TIWACC), prevedendo contestualmente la definizione dei parametri specifici per il settore del teleriscaldamento (*gearing* e *βasset*) e, pertanto, un valore del WACC complessivo specifico per il teleriscaldamento.

63. Iren ha fornito i dati della RAB e degli ammortamenti tariffari calcolati per IEN in base a questa metodologia, per ciascun anno dal 2016 al 2022, a partire dai propri libri cespiti e utilizzando il deflatore degli investimenti indicato da ARERA. I valori relativi agli anni d'interesse sono indicati nella tabella che segue (cfr. tabella n. 5)²⁸.

Tabella n. 5:- RAB e ammortamenti in base al costo storico rivalutato IEN (euro)

Anno	RAB Parma	Ammortamenti Parma	RAB Piacenza	Ammortamenti Piacenza
2021	[44-100 milioni]	[1-10 milioni]	[10-44 milioni]	[1-10 milioni]
2022	[44-100 milioni]	[1-10 milioni]	[10-44 milioni]	[1-10 milioni]

Fonte: Iren - elaborazione di dati contabili (libri cespiti)

64. Iren ha, inoltre, fornito i dati aggiornati dei conti economici di IEN negli anni 2016-2022, contenenti i ricavi e i costi operativi attribuibili a ciascuna rete. Per gli anni 2021 e 2022, Iren ha anche indicato separatamente l'ammontare di ricavi che sono stati restituiti agli utenti sotto forma di conguagli per la perequazione dell'IVA e nell'ambito del "Bonus Teleriscaldamento". Costi, ricavi e conguagli delle annualità 2021 sono sintetizzati nella tabella che segue (cfr. tabella n. 6).

65. I dati utilizzati per la determinazione della RAB e degli ammortamenti tramite il metodo del costo storico rivalutato sono, al netto di piccoli aggiustamenti fisiologici, analoghi a quelli estratti in sede ispettiva, su cui sono basate le stime di eccessività del precedente paragrafo²⁹.

Tabella n. 6: Ricavi e costi operativi IEN (euro)

Anno	Costi operativi Parma	Ricavi Parma	Costi operativi Piacenza	Ricavi Piacenza
2021	[10-44 milioni]	[10-44 milioni]	[1-10 milioni]	[1-10 milioni]
2022	[10-44 milioni]	[10-44 milioni]	[1-10 milioni]	[1-10 milioni]

Fonte: conti economici di Iren.

Al lordo dei conguagli, i ricavi del 2021 e del 2022 sono pari, rispettivamente, a [10-44 milioni] e [10-44 milioni] per la rete di Parma e a [1-10 milioni] e [1-10 milioni] per la rete di Piacenza.

66. A partire dai dati descritti, è possibile calcolare i comuni indicatori di redditività adottati nelle valutazioni aziendali. In particolare, nella tabella che seguono (cfr. tabella n. 7), sono indicati, per ciascun anno e per ciascuna rete, i valori dell'EBITDA, dell'EBIT e del rapporto tra EBIT e RAB (che corrisponde, sostanzialmente, a una stima del ROI)³⁰.

²⁸ I cespiti comuni a più attività sono stati allocati alle attività di teleriscaldamento di ciascuna rete con dei *driver* che tengono conto a) del peso del valore contabile dei cespiti dedicati all'attività di teleriscaldamento rispetto al totale dei cespiti di IEN e b) del peso del valore contabile dei cespiti direttamente attribuibili alle attività di teleriscaldamento di ciascuna rete rispetto al peso del valore contabile totale dei cespiti attribuiti alle attività di teleriscaldamento di IEN. Tali *driver* assumono un valore, rispettivamente, pari a circa il [omissis] nel caso di Parma e al [omissis] nel caso di Piacenza.

²⁹ Cfr. doc. 65.

³⁰ Come già esemplificato, dalla documentazione interna di Iren è evidente che tale gruppo utilizzi il ROI come indicatore della profittabilità dei propri investimenti. Il ROI stimato nella tabella n. 7 è calcolato utilizzando per ciascun anno, come capitale investito, la RAB determinate con il metodo del costo storico rivalutato.

Tabella n. 7: EBITDA, EBIT e ROI IEN

Anno	EBITDA PR	EBIT PR	ROI PR	EBITDA PC	EBIT PC	ROI PC
2021	[negativo]	[negativo]	[negativo]	[negativo]	[negativo]	[negativo]
2022	[1-5 milioni]	[inferiore a 1 milione]	[inferiore all'1%]	[inferiore a 1 milione]	[negativo]	[negativo]

Fonte: elaborazione di dati contabili di Iren.

67. Come si può osservare dalla precedente tabella, la gestione delle reti oggetto d'interesse negli anni 2021 e 2022 è stata in massima parte non profittevole. Infatti, il valore negativo assunto dall'indicatore EBITDA per il 2021 indica che la gestione non ha permesso, in tale anno, di coprire con i ricavi nemmeno i soli costi operativi. Nel 2022, a un EBITDA positivo della gestione di Piacenza corrisponde tuttavia un livello di EBIT negativo (indicativo del fatto che i ricavi eccedono i costi operativi di un ammontare inferiore alla perdita di valore degli *asset* intervenuto in quell'annualità). Come risultato, la gestione della rete di Piacenza ha comportato in tale anno un EBIT (e, quindi, un ROI) negativo, al pari della gestione di entrambe le reti nell'anno 2021³¹.

68. Iren ha, altresì, trasmesso i dati di conto economico delle società IME relativi all'intero settore del teleriscaldamento, nonché i conti economici della società IAM, che gestisce i termovalorizzatori a cui sono allacciate le reti di Parma e Piacenza, specificamente riferiti alle gestioni di questi ultimi, per il periodo 2016-2022³².

69. Atteso che, coerentemente con la recente prassi e giurisprudenza in materia³³, al fine di valutare se e in che misura i prezzi relativi ai servizi di teleriscaldamento nelle reti di Parma e Piacenza possano considerarsi "eccessivi" e, quindi, se vi sia o meno sproporzione tra il prezzo e i costi sostenuti, è possibile quantificare il margine di profitto di Iren relativo alle reti in questione ponendo a confronto i ricavi di tali reti con il c.d. *cost plus*, corrispondente alla somma di tutti i costi sostenuti per l'erogazione del servizio oggetto di analisi (variabili e fissi, diretti e indiretti), a cui si aggiunge un ragionevole tasso di profittabilità per il capitale investito. Il tasso di rendimento "adeguato" viene tipicamente identificato, nella prassi regolatoria, con il WACC (costo medio ponderato del capitale), che esprime il rendimento medio ponderato che un'impresa con determinate caratteristiche dovrebbe fornire ai propri finanziatori (siano essi azionisti o creditori) affinché questi ultimi possano considerare giustificato il proprio investimento in essa. Il regolatore del settore energetico - nonché, di recente - anche dello specifico settore del teleriscaldamento, definisce dei livelli di WACC per

³¹ Non scomputando dai ricavi degli anni 2021 e 2022 le restituzioni avvenute in favore dei consumatori l'EBITDA di Parma del 2021 diventerebbe positivo (e pari a circa [inferiore a 1 milione]), ma l'EBIT e il ROI continuerebbero a essere negativi, mentre il ROI di Parma nel 2022 arriverebbe al [1-5%]. Tale modifica non sarebbe invece sufficiente a rendere positivi gli EBIT e i ROI della gestione di Piacenza in tali annualità.

³² Cfr. doc. 67.

³³ Cfr., *inter alia*, A541 - *Servizi di traghettamento veicoli stretto di Messina*, provvedimento n. 30086 del 29 marzo 2022, in Bollettino n. 14/2022.

ciascun settore regolato maggiormente realistici, indicati in documenti pluriennali denominati TIWACC³⁴.

70. In particolare, l'ARERA, pur non essendo ancora pervenuta a un valore puntuale del WACC per il settore del teleriscaldamento, afferma in una delle proprie delibere che *“Il rischio sistematico dell'attività di teleriscaldamento dovrebbe infatti essere comparabile a quello legato alla gestione di altri servizi energetici in assetto verticalmente integrato (e pertanto superiore a quello previsto per i soli servizi a rete, tenuto conto delle incertezze legate alla possibile modifica della propria quota di mercato)”*³⁵. Tale osservazione, fa intendere che il regolatore ritiene plausibile che possano sussistere dei motivi per cui un WACC plausibile per il settore del teleriscaldamento possa ritenersi non inferiore - e, probabilmente, in qualche misura superiore - a quello utilizzato per le industrie a rete del settore, il cui esempio più pertinente è rappresentato dal settore della *“distribuzione gas”* (anch'esso oggetto della regolazione tariffaria dell'ARERA)³⁶. È pertanto plausibile, in assenza di altre informazioni, utilizzare il WACC fissato dall'ARERA per il settore della *“distribuzione gas”* come livello minimo per un ipotetico WACC adeguato al settore del teleriscaldamento, non escludendo la possibilità che quest'ultimo possa risultare maggiore a quello del settore della distribuzione gas.

Nello specifico, il WACC della *“distribuzione gas”* è stato pari al 6,3% nel 2021 e al 5,6% nel 2022 (nonché nel 2023)³⁷ in termini reali pre-tasse. Tali valori corrispondono, rispettivamente, a 8,1% e 7,4% in termini nominali pre-tasse³⁸.

IV. LE ARGOMENTAZIONI DELLE PARTI

71. Le società del gruppo Iren hanno in più occasioni espresso la propria posizione rispetto alle contestazioni sollevate in sede di avvio, in particolare in sede ispettiva, nelle due audizioni e nelle risposte alle richieste di informazioni inviate dagli Uffici menzionate in premessa.

IV.1 Il mercato rilevante, gli switching costs e la posizione dominante

72. Per quel che riguarda il mercato rilevante, Iren sostiene che la definizione merceologica adottata in sede di avvio dall'Autorità sia errata in quanto, alla luce delle caratteristiche specifiche del mercato in questione, i sistemi di riscaldamento tradizionali tramite caldaia a gas vanno considerati sostituiti dai servizi di teleriscaldamento e non si può invece delineare un mercato rilevante che sia merceologicamente limitato a questi ultimi.

73. Più in dettaglio, Iren sostiene che l'Autorità ha individuato tale segmentazione merceologica attribuendo un peso eccessivo alle differenze tecnologiche tra le modalità di riscaldamento e non

³⁴ *“Testo integrato circa il tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas”*. Cfr., ad esempio, per la versione più recente, l'Allegato A alla Delibera dell'ARERA del 23 dicembre 2021, numero 614/2021/R/com.

³⁵ Cfr. 388/2023/R/TLR, par. 4.13.

³⁶ Il valore del WACC, infatti, dipende, tra le altre cose, dalla rischiosità dell'attività svolta dall'impresa di cui si quantifica il costo del capitale. Come noto, infatti, al crescere della rischiosità di un dato investimento aumenta, *ceteris paribus*, il rendimento che tale rendimento dovrebbe assicurare all'investitore.

³⁷ Cfr. tabella n. 4 del TIWACC 2016-2021 e tabella n. 3 del TIWACC 2022-2027.

³⁸ Il valore nominale per il 2022 è indicato nella Relazione tecnica allegata alla deliberazione 614/2021/R/COM. Il valore del 2021 è stato ricavato con la nota formula di Fisher, utilizzando il valore di inflazione attesa per il 2021 usato per la definizione del WACC reale di tale anno, pari all'1,7%.

considerando che, invece, il principale *driver* della sostituibilità tra imprese dovrebbe essere la sostituibilità dal lato della domanda (citando, a riguardo, la recente Comunicazione della Commissione sulla definizione del mercato rilevante). Nel caso di specie, sostiene Iren, il servizio di riscaldamento è perfettamente identico dal punto di vista dell'utente, in quanto sia il teleriscaldamento che i sistemi di riscaldamento tradizionale hanno il medesimo obiettivo di aumentare la temperatura degli ambienti e dell'acqua domestica.

74. Iren prosegue affermando che il ruolo attribuito agli *switching costs* dall'Autorità nel proprio provvedimento di avvio - oltre che dall'ARERA nella propria indagine conoscitiva - sarebbe sopravvalutato. Da un lato, infatti, molte delle componenti necessarie a fruire del teleriscaldamento sono comuni a quelle utilizzate per i sistemi di riscaldamento tradizionale, dall'altro, il ruolo degli investimenti dell'utente specifici del sistema di teleriscaldamento è limitato e quantificato dall'ARERA in 9 euro/MWh.³⁹ Tale differenza di prezzo, peraltro, è nota *ex-ante* ed è oggetto di valutazione da parte dei consumatori al momento della decisione circa il sistema di riscaldamento da adottare, del tutto libero non sussistendo obblighi di allaccio nei territori di Parma e Piacenza, anche con l'aiuto di professionisti e avvalendosi dei prospetti comparativi forniti dalle società come Iren. Con riferimento agli *switching costs*, Iren ha altresì osservato che, a meno di particolari condizioni, quali la creazione di "notevoli squilibri di funzionamento o aggravati di spesa per gli altri condomini", ciascun utente, anche condominiale, ha facoltà di disconnettersi autonomamente e senza ulteriori costi dalle reti di teleriscaldamento⁴⁰.

A ciò si deve aggiungere la considerazione per cui il gestore di una rete di teleriscaldamento ha un forte incentivo ad acquisire clienti e a mantenere connessa la propria clientela, in quanto in caso contrario verrebbe a realizzare delle diseconomie di densità nell'erogazione del servizio. Pertanto, anche per questo motivo, i sistemi di teleriscaldamento sono vincolati dalla presenza di sistemi di riscaldamento alternativi quali quelli tramite tradizionale caldaia a gas.

75. A ogni modo, i dati dei prezzi di Iren mostrano che le condizioni economiche richieste per il servizio dal gruppo [omissis]. Tale circostanza renderebbe, ad avviso di Iren, infondate, per quanto riguarda Iren, le risultanze generali dell'indagine conoscitiva di ARERA su cui si baserebbe il provvedimento di avvio dell'Autorità.

76. Da tali considerazioni, Iren deduce che i sistemi di riscaldamento tradizionale costituiscono un effettivo vincolo competitivo per le reti del gruppo e che, pertanto, andrebbero inclusi nel mercato rilevante. Tale modifica del perimetro del mercato, a sua volta, renderebbe non sussistente la posizione dominante di Iren.

IV.2 L'eccessività dei prezzi di Iren

77. Iren, premesso che non ritiene sussistente la propria posizione dominante nel mercato, ha sostenuto che, in ogni caso, nel caso delle condotte contestate non siano soddisfatti i *test* utilizzati nel caso *United Brands* e che dovrebbero essere utilizzati per dimostrare un'infrazione dell'articolo 3, 1 comma della legge n. 287/1990. Ciò in quanto i prezzi praticati da Iren non risultano caratterizzati da eccessività né da iniquità, condizioni entrambe necessarie per provare la citata infrazione.

³⁹ Cfr. indagine conoscitiva dell'ARERA, <https://www.arera.it/it/docs/22/547-22.htm>, par. 316.

⁴⁰ Cfr. doc. 67 nonché articolo 1118, comma 4, c.c..

78. Per quel che riguarda l'orizzonte temporale da adottare nel valutare tali condizioni, Iren ha insistito sulla necessità di un approccio di lungo termine, in ragione delle caratteristiche di variabilità della marginalità di tale attività, della stessa variabilità derivante dalle formule tariffarie adottate dagli operatori e della natura *capital-intensive* del settore, che richiede che la remuneratività degli investimenti sia valutata nel lungo periodo e non risenta di oscillazioni temporanee.

79. Iren, per quel che riguarda l'eccessività, ha rimarcato che, svolgendo un'adeguata analisi di tipo *cost-plus* con i dati contabili più aggiornati del gruppo è confermata l'assenza di eccessività in tutte le annualità 2016-2023 e per entrambe le reti di Parma e Piacenza.

80. Più in dettaglio, tale risultato è stato ottenuto svolgendo un'analisi di eccessività tramite la metodologia del *cost-plus* applicata al solo perimetro contabile di Iren Energia, società che effettivamente gestisce le reti di teleriscaldamento del gruppo e che è titolare di costi e ricavi. Le poste della filiera esterne a tale società, in sostanza, risultano marginali e comunque non in grado di modificare la suddetta analisi di eccessività, a causa della natura delle condizioni infragruppo adottate.

81. Iren, infatti, ha sostenuto, quanto all'attività di Iren Mercato, che essa consiste, oltre che nella vendita di gas a condizioni di mercato, nel solo servizio di commercializzazione dei servizi svolto per conto di Iren Energia, a fronte di un corrispettivo che è finalizzato unicamente a coprire i costi di tale attività per Iren Mercato, mentre i ricavi della vendita di calore ai clienti finali vengono retrocessi da Iren Mercato a Iren Energia.

82. Per quel che riguarda invece le attività di Iren Ambiente relative alla filiera del teleriscaldamento, consistenti in sostanza nella fornitura di calore tramite impianti di proprietà di tale società (tra cui, prevalentemente, i termovalorizzatori PAI e Tecnoborgo a cui sono allacciate, rispettivamente, le reti di teleriscaldamento di Parma e Piacenza), Iren ha sostenuto che anche la contabilità di tale società vada esclusa dal calcolo del *cost-plus* volto a verificare l'eventuale eccessività dei prezzi di Iren. IAM infatti, ad avviso di Iren, cede a IEN il calore in base a condizioni definite con logiche di mercato. In particolare, il prezzo di trasferimento a IEN del calore dagli impianti di termovalorizzazione di IAM segue lo stesso criterio, al netto delle differenze tecniche tra gli impianti, adottato per l'acquisto di calore che IEN effettua da soggetti terzi, ossia un criterio improntato al costo-opportunità. In base a tale criterio, in sostanza, il calore ceduto dai termovalorizzatori sarebbe valorizzato in base al valore economico della produzione elettrica a cui IAM deve rinunciare per fornire il calore alle reti di IEN (e, quindi, a un prezzo che è proporzionale ai prezzi vigenti nei mercati elettrici, in ragione di un fattore di conversione tra energia termica ed energia elettrica che dipende, appunto, dalle caratteristiche tecniche dell'impianto).

83. In aggiunta a tali considerazioni, Iren ha rappresentato che, comunque, la profittabilità di IAM è soggetta a regolazione economica, che include obblighi di restituzione al sistema TARI dei ricavi dell'energia termica ed elettrica ottenuti dall'attività di smaltimento. Tali obblighi hanno comportato la restituzione del 100% dei ricavi in tutto il periodo oggetto d'istruttoria, salvo l'ultimo trimestre del 2021, in cui comunque la restituzione è stata stabilita in una percentuale significativa e pari al 60%⁴¹.

⁴¹ Cfr. Delibera della Giunta Regionale dell'Emilia Romagna 27.4.2015, n. 467 Allegato, articolo 6 e ARERA, Deliberazione 3.8.2021, n. 363/2021/R/rif, Allegato A, articolo 2.

84. Iren ha, altresì, sostenuto, , che, oltre all'impiego del metodo del costo storico rivalutato indicato dall'ARERA per la valorizzazione della RAB, il costo del capitale riconosciuto sulla stessa RAB andrebbe individuato utilizzando a riferimento il valore fissato nel TIWACC per il servizio di rigassificazione.

85. La Parte ha, infine, sostenuto che l'eccessività dei prezzi nelle condotte del gruppo debba essere valutata decurtando i ricavi delle somme successivamente restituite ai consumatori nella forma di conguagli per la perequazione IVA e per il Bonus Teleriscaldamento.

86. Il livello negativo di eccessività ottenuto in tutti gli anni considerati e per entrambe le reti rende, quindi, chiaro, ad avviso di Iren, che non si possa imputare alle società del gruppo alcuna violazione dell'articolo 3 della legge n. 287/1990.

IV.3 L'iniquità dei prezzi di Iren

87. Iren, pur ritenendo non necessaria una valutazione dell'iniquità dei prezzi del gruppo nelle reti di Parma e Piacenza, per via della palese mancanza di eccessività degli stessi, ha effettuato alcune considerazioni anche su tale punto. In particolare, Iren ha affermato che, in ogni caso, i prezzi applicati da Iren non potrebbero essere considerati iniqui in quanto anche nel periodo contestato la società si è limitata a continuare ad adottare la stessa formula di *pricing* che essa usa da decenni e che è una prassi del settore, sottolineando che anzi il gruppo ha posto in essere misure volte a venire incontro ai consumatori più vulnerabili. A ogni modo, conclude Iren, i propri prezzi non possono considerarsi iniqui in quanto *[omissis]*⁴².

V. VALUTAZIONI

V.1 Il mercato rilevante e la posizione dominante di Iren

88. Il mercato interessato dalle condotte contestate alle Parti è quello della gestione delle reti di teleriscaldamento e della vendita dei relativi servizi agli utenti.

L'obiezione avanzata dalle Parti, per cui la definizione di mercato rilevante adottata dall'Autorità nel provvedimento di avvio sarebbe errata in quanto “*valorizza differenze dal lato dell'offerta che non dovrebbero rilevare, in quanto il principale fattore da considerare è la sostituibilità della domanda*”⁴³, come sarebbe sostenuto nella recente Comunicazione della Commissione europea sulla definizione del mercato rilevante, non risulta convincente o comunque non è sufficiente a individuare un mercato rilevante unico per tutti i servizi di riscaldamento.

89. Quest'ultima conclusione potrebbe portare a includere nello stesso mercato qualsiasi servizio che sia astrattamente in grado di produrre il riscaldamento di ambienti chiusi, ignorando qualsiasi differenza tecnologica, di fonti energetiche impiegate, di costo e di corrispondente *pricing* potenziale da parte dei fornitori, oltre che di caratteristiche del servizio (anche in termini ambientali).

Nel caso d'interesse, al contrario, i sistemi di teleriscaldamento, pur producendo lo stesso effetto finale, rispondono a tecnologie molto diverse da quella dei sistemi di riscaldamento tradizionale tramite caldaia a gas, che possono dipendere - e di fatto dipendono, nel caso delle reti oggetto d'istruttoria - da fonti energetiche in gran parte diverse e che, quindi, hanno la potenzialità di

⁴² Cfr. doc. 65.

⁴³ Cfr. *ibidem*.

rispondere in modo diverso ai cambiamenti del mercato delle fonti energetiche, con potenziali diverse ripercussioni sui prezzi finali e in generale sulle condizioni di fornitura.

90. Tali considerazioni, oltre a essere valide nella realtà produttiva e commerciale delle imprese e delle diverse possibilità di offerta in determinate condizioni di mercato delle fonti energetiche, hanno anche l'effetto di rendere l'allaccio a un sistema di teleriscaldamento come un'opzione ben distinta, nella percezione del consumatore, rispetto a quella di collegarsi a un sistema di riscaldamento tradizionale. Nello stesso senso milita, del resto, il diverso grado di sostenibilità ambientale associato a taluni sistemi di teleriscaldamento, elemento anche questo capace di differenziare i sistemi per i consumatori⁴⁴.

91. I sistemi in questione, infatti, pur potendo in taluni casi avere una dinamica di costi comparabile, in determinate circostanze - come quelle del periodo oggetto d'istruttoria - possono essere caratterizzati invece da un andamento dei costi (e quindi potenzialmente dei prezzi) non allineato.

92. Infine, si consideri che vi sono, come evidenziato anche da ARERA, sia problematicità *ex ante* nel comparare i sistemi di teleriscaldamento con il riscaldamento tradizionale sia significativi *switching costs* associati al passaggio da un sistema all'altro. A riguardo, al paragrafo 57 della Comunicazione della Commissione europea richiamata dalle Parti, che "*Esistono diversi ostacoli potenziali alla sostituzione così come costi legati al passaggio a nuovi prodotti. Tali ostacoli e costi possono essere causati da un'ampia gamma di fattori, tra cui gli obblighi contrattuali, i costi per la ricerca di prodotti alternativi, l'incertezza sulla qualità e sulla reputazione dei prodotti alternativi, i costi per apprendere come utilizzare altri prodotti*". Nel caso di specie, oltre a sussistere ostacoli di natura economica, quantificati da ARERA nella propria indagine conoscitiva in via minimale in oltre 9 euro/MWh⁴⁵, vi possono essere costi indiretti collegati allo slacciamento, ad esempio in termini di peggioramento della prestazione energetica degli edifici⁴⁶, nonché ostacoli di tipo di normativo, collegati alle modalità di assunzione di decisioni in ambito condominiale. Infatti, nel caso, molto comune, di utente condominiale, la decisione di passare a un sistema di riscaldamento autonomo non è pienamente rimessa alla volontà del singolo e può necessitare di consensi maggioritari o altre forme di coordinamento con altri utenti⁴⁷.

93. In sintesi, sia per le diverse caratteristiche - tecnologiche ed economiche - del prodotto, sia per il diverso effetto ambientale, sia per la percezione che tali diversità generano per i consumatori sia, infine, per la presenza di *switching costs* e comunque di vincoli e vischiosità di fatto al passaggio tra sistemi si può affermare, in una logica di *test* del monopolista ipotetico⁴⁸, che vi sarebbero

⁴⁴ Gli stessi gestori delle reti di teleriscaldamento, del resto, pubblicizzano comprensibilmente sia i potenziali risparmi che i potenziali benefici ambientali derivanti dall'utilizzo delle proprie reti di teleriscaldamento, rispetto ai sistemi di riscaldamento tradizionale. Tali elementi sono considerati anche quali possibili fattori rilevanti nella Comunicazione della Commissione citata da Iren (cfr., ad esempio, C/2024/1645 "*Comunicazione della Commissione sulla definizione del mercato rilevante ai fini dell'applicazione del diritto dell'Unione in materia di concorrenza*", par. 50).

⁴⁵ Tale stima non tiene conto, infatti, del costo di installazione della nuova caldaia e dei costi di collegamento della stessa con la relativa rete. A ciò si aggiunga che le normative nazionali o regionali potrebbero richiedere che la sostituzione, di fatto, debba avvenire senza un peggioramento dell'impatto ambientale, che comporterebbe quindi la necessità di installare una caldaia particolarmente performante in termini di efficienza energetica ed emissioni.

⁴⁶ Cfr. a riguardo l'articolo 8 del d.lgs. 192/2005 e sez. 5.3 del D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico del 26 giugno 2015.

⁴⁷ Ciò in particolare se il distacco del singolo dovesse comportare squilibri per l'impianto comune o notevoli aggravii di spesa per gli altri condomini.

⁴⁸ Cfr. Comunicazione della Commissione, par. 23 e 29.

marginari per il gestore di una rete di praticare piccoli ma significativi aumenti di prezzo non transitori e di operare indipendentemente dalla reazione di potenziali concorrenti, quantomeno in determinate condizioni di mercato, quali quelle verificatosi nel periodo oggetto d'istruttoria.

94. Infine, si rileva che la specificità del sistema di teleriscaldamento e l'insufficiente sostituibilità dello stesso con i sistemi di riscaldamento tradizionale è esplicitamente affermata dall'ARERA e, implicitamente, dal legislatore che ha ritenuto di conferire a tale Autorità un potere di regolazione tariffaria. Il regolatore osserva infatti che: *“La presenza di economie di scala e di densità comporta una funzione di costo subadditiva (i costi sostenuti da una sola impresa nel produrre l'intera quantità domandata sono inferiori a quelli che sosterebbero due o più imprese contemporaneamente presenti sul mercato). Tale caratteristica ha influenzato le modalità di erogazione del servizio, che è in genere fornito da imprese che operano in una condizione di monopolio locale. L'assetto monopolistico del servizio comporta che l'unica pressione competitiva per gli esercenti è data dalla possibilità, per l'utente, di passare a servizi di climatizzazione alternativi. L'effettiva possibilità di cambiare il tipo di impianto di climatizzazione può essere tuttavia limitata dalla presenza di barriere tecniche ed economiche”*⁴⁹ –.

95. Atteso che il mercato rilevante interessato dalla presente istruttoria è correttamente identificato, in termini merceologici, nel mercato dei servizi di teleriscaldamento, la dimensione geografica dello stesso, essendo vincolata dalla presenza di una rete, coincide con ciascuna di tali reti, nelle quali il gestore è un monopolista locale, al pari di ciò che avviene in altre industrie a rete.

96. Ciò premesso, la posizione dominante di Iren nelle reti di Parma e Piacenza deriva dalla semplice circostanza per cui il gruppo e le relative società risultano essere il soggetto detentore di tale monopolio locale nella gestione delle rispettive reti di teleriscaldamento.

V.2 La condotta abusiva contestata

La qualificazione dell'illecito: i prezzi ingiustificatamente gravosi

97. L'applicazione di condizioni economiche ingiustificatamente gravose è stata più volte oggetto di analisi *antitrust* e ha dato luogo a una prassi e giurisprudenza consolidate⁵⁰, secondo le quali, ai fini dell'accertamento dell'abuso, è necessario verificare se i prezzi applicati dall'impresa in posizione dominante siano il risultato delle possibilità derivanti dalla propria posizione di mercato, che viene sfruttata al fine di trarne vantaggi commerciali attraverso l'applicazione di un prezzo eccessivo, privo di ogni ragionevole rapporto con il valore economico della prestazione fornita.

98. Nella prassi nazionale e comunitaria, l'articolo 3, lettera a) della legge n. 287/1990 e l'analogo articolo 102, lettera a), del TFUE vietano a un'impresa in posizione dominante di imporre direttamente o indirettamente prezzi di acquisto o di vendita, nonché altre condizioni commerciali inique e, in particolare, proibisce l'applicazione di prezzi eccessivamente onerosi che non risultino giustificati da alcuna ragione legittima.

⁴⁹ Cfr. 388/2023/R/TLR, par. 1.6 e 1.7.

⁵⁰ Il riferimento è alla sentenza della Corte di Giustizia dell'Unione europea, C-27/76, *United Brands Company e United Brands Continentaal BV v Commission*; ripresa in seguito in *Banane Chiquita*, sentenza del 14 febbraio 1978; OSA, C-351/12, paragrafo 88; C-52/07, *Kanal 5 and TV 4*; C-226/84, *British Leyland v. Commission*; C-26/75, *General Motors v Commission*; C-30/87, *Corinne Bodson contro SA Pompes funèbres des régions libérées*; C-323/93, *Crespelle*; nonché nelle decisioni della Commissione europea, COMP/C-1/36.915 - *Deutsche Post AG*; Commissione, COMP/A.36.568/D3, *Scadlines Sverige AB v. Port of Helsinborg*.

99. La Corte di Giustizia dell'Unione europea (di seguito, "CGUE") ha stabilito, nella sentenza *United Brands*, che un prezzo risulta illecito ai sensi delle disposizioni interessate quando l'impresa, avvalendosi della propria posizione dominante, trae vantaggi commerciali che non avrebbe ottenuto se ci fosse stata una concorrenza normale e sufficientemente efficace nel mercato rilevante⁵¹. Infatti, in presenza di una condotta abusiva, il prezzo praticato non risulta avere un ragionevole rapporto con il valore economico della prestazione fornita⁵².

100. È noto come non esista un unico metodo, prescritto *ex lege* o risultante dalla giurisprudenza della CGUE, per valutare tale rapporto tra il valore economico di un prodotto o servizio e il suo prezzo. Al contrario, la stessa CGUE ha sottolineato che, a seconda delle circostanze del caso, possono essere utilizzati metodi diversi per determinare se un prezzo praticato da un'impresa dominante è eccessivo e iniquo e, pertanto, abusivo⁵³.

101. Tuttavia, la modalità più comunemente applicata si basa sul "raffronto tra il prezzo di vendita del prodotto in questione e il suo costo di produzione"⁵⁴. Tale analisi di confronto tra prezzo e costi, nella metodologia indicata dai giudici europei, si sviluppa in due fasi: A) la prima è volta a verificare "se vi sia un'eccessiva sproporzione tra il costo effettivamente sostenuto e il prezzo effettivamente richiesto"; B) la seconda ad accertare se il prezzo eccessivo rispetto ai costi sia altresì "non equo, in assoluto oppure rispetto ai prodotti concorrenti"⁵⁵.

La sproporzione tra i ricavi e i costi di Iren (eccessività)

102. Con riferimento all'orizzonte temporale si osserva che, pur essendo i prezzi di fatto revisionati con una frequenza minore, le caratteristiche del teleriscaldamento rendono tale attività, come anche la profittabilità della stessa e la remuneratività degli investimenti, fortemente stagionale, per cui un'ipotesi di eccessività andrebbe valutata almeno su un orizzonte annuale, che tenga conto di un ciclo completo di stagioni e quindi di utilizzo del servizio.

103. Quanto alla metodologia utilizzata, l'analisi della sproporzione tra ricavi e costi (eccessività), ossia la prima parte del *test United Brands*, è stata svolta raffrontando i ricavi dell'operatore dominante con il c.d. *cost plus*, in modo da identificare l'ampiezza del margine di profitto; ciò in analogia con la giurisprudenza in materia: "Questa sproporzione potrebbe, fra l'altro, essere valutata obiettivamente in base al raffronto tra il prezzo di vendita del prodotto in questione e il suo costo di produzione, raffronto da cui risulterebbe l'entità del margine di profitto"⁵⁶.

104. A tale scopo, i valori di redditività delle reti di Parma e Piacenza - e in particolare l'EBIT - possono essere confrontati con una stima del rendimento "adeguato" che l'azienda avrebbe dovuto

⁵¹ Cfr. CGUE, sentenza del 14 febbraio 1978, in causa 27/76 *United Brands Company e United Brands Continentaal BV c. Commissione delle Comunità europee. Banane Chiquita*, par. 249.

⁵² Cfr. *ibidem*, par. 250.

⁵³ Cfr. *ibidem*, par. 253.

⁵⁴ Cfr. *ibidem*, par. 251.

⁵⁵ Cfr. *ibidem*, par. 252. Cfr. anche CGUE, OSA, C-351/12, par. 88; C-52/07, *Kanal 5 and TV 4*; C-226/84, *British Leyland v. Commission*; C-26/75, *General Motors v Commission*; C-30/87, *Corinne Bodson contro SA Pompes funèbres des régions libérées*; C-323/93, *Crespelle*; decisioni della Commissione europea, COMP/C-1/36.915 - *Deutsche Post AG - Intercettazione di posta transfrontaliera*; Commissione, COMP/A.36.568/D3, *Scadlines Sverige AB v. Port of Helsingborg*.

⁵⁶ Cfr. CGUE, *United Brands*, cit., par. 251: "This excess could, inter alia, be determined objectively if it were possible for it to be calculated by making a comparison between the selling price of the product in question and its cost of production, which would disclose the amount of the profit margin".

attendarsi dai propri investimenti nelle reti oggetto di interesse, allo scopo di evidenziare l'eventuale presenza, in modo sufficientemente evidente, di *extra*-profitti, ossia di profitti che eccedano tale riferimento di rendimento "adeguato".

105. Il tasso di rendimento "adeguato" viene tipicamente identificato, nella prassi regolatoria, con il WACC, che esprime il rendimento medio ponderato che un'impresa con determinate caratteristiche dovrebbe fornire ai propri finanziatori (siano essi azionisti o creditori) affinché questi ultimi possano considerare giustificato il proprio investimento in essa.⁵⁷ In altri termini, tale remunerazione "adeguata" costituisce, per l'impresa in quanto tale (ossia, come entità avulsa dai propri finanziatori), un vero e proprio costo, detto appunto costo del capitale, che andrebbe sottratto ai risultati operativi ottenuti (o, in modo equivalente, sommato ai costi fino a ottenere il c.d. *cost-plus*) per verificare se residuano eventuali *extra*-profitti. In base a quanto detto, nella pratica, il costo del capitale è pertanto ottenibile in linea di principio come prodotto tra il capitale investito (i cui valori presi provvisoriamente a riferimento sono indicati nella tabella n. 3) e il WACC.

106. Il WACC, nella sua funzione di "costo" del capitale investito, rappresenta quindi senz'altro un riferimento concettuale utile di una valutazione volta a quantificare un'eventuale sproporzione tra costi e ricavi e, in questo senso, sono indubbiamente significative le metodologie e le posizioni assunte riguardo al WACC di un'impresa dal regolatore settoriale.

107. ARERA, pur proponendosi di pervenire a un valore del WACC specifico per i servizi di teleriscaldamento (tramite valori specifici dei c.d. *gearing ratio* e del *beta*), non ha ancora determinato tale valore.

A ogni modo, utilizzando i valori del capitale investito netto contenuti nella tabella n. 3 e moltiplicandoli per valori plausibili del WACC (come, ad esempio, quelli utilizzati dall'ARERA nella propria attività regolatoria nei settori dell'energia e del gas, cfr. *infra*) è possibile ottenere delle indicazioni circa la possibile sussistenza e consistenza di *extra*-profitti derivanti dalla gestione delle reti di teleriscaldamento di Piacenza e Parma.

108. Più in particolare, il *test* di eccessività attraverso la metodologia del *cost plus* viene effettuato utilizzando la formula nel seguito riportata. Si procede calcolando la differenza tra i ricavi e il *cost plus* e, successivamente, rapportando tale differenza allo stesso *cost plus*. In tal modo, si ottiene un'indicazione dell'eventuale sproporzione tra ricavi e costi (EXC%), espressa in termini percentuali rispetto allo stesso *cost plus*.

$$\text{Eccessività \% EXC\%} = (\text{Ricavi delle vendite} - \text{Cost Plus}) / \text{Cost Plus}$$

Questo *test* può pertanto fornire una misura, in termini percentuali, di quanto il monte ricavi sia risultato eccessivo rispetto al totale dei costi (incluso il costo del capitale).

L'eccessività con i dati contabili (non rivalutati) acquisiti in sede ispettiva

109. I *test* di eccessività condotti con i suddetti dati e i WACC utilizzati da ARERA per le proprie competenze tariffarie nel settore del gas naturale mostrerebbe, per la rete di Parma, un'eccessività relativa all'annualità 2022 inferiore al [1-5%] utilizzando il corrispondente WACC nominale (che

⁵⁷ Una redditività al di sotto di tale soglia, significherebbe infatti che i finanziatori dovrebbero cessare il finanziamento dell'impresa e utilizzare i propri capitali in altre attività. Una redditività significativamente superiore a tale soglia rappresenta invece un *extra*-profitto, la cui presenza può comportare un qualche grado di "eccessività" dei corrispettivi richiesti.

risulterebbe appena superiore al [5-10%] utilizzando il WACC reale) e un'eccessività negativa (sia con il WACC nominale che con quello reale) per la stessa rete di Parma nel 2021 e per la rete di Piacenza negli anni 2021 e 2022. Per quanto riguarda il primo trimestre del 2023, che completa la stagione invernale 2022-2023, l'eccessività risulta negativa per la rete di Parma e positiva ma contenuta (inferiore al 10% con il WACC nominale e al [15-20%] con il WACC reale) per la rete di Piacenza.

110. Dal momento che le poste contabili utilizzate appaiono espresse al valore contabile degli *asset* (c.d. *book value*), senza aver subito alcuna rivalutazione, esse, dovrebbero coerentemente essere associate a un WACC di tipo nominale (e quindi maggiore, in quanto comprensivo dell'inflazione), come indicato dalla stessa ARERA nella descrizione del proprio metodo "semplificato". A ogni modo, come illustrato, anche adottando un WACC reale i valori di eccessività restano negativi o molto contenuti. Inoltre, anche utilizzando i dati del documento di conto economico del 2022 contenuti nell'e-mail di febbraio 2023, meno aggiornato rispetto ai dati estratti in sede ispettiva, i valori del test di eccessività resterebbero contenuti, risultando negativi nel caso di Piacenza e assumendo, nel caso di Parma, un valore inferiore al [5-10%] adottando il pertinente WACC nominale (nonché un valore di poco superiore al [10-15%] con il corrispondente WACC reale).

111. I risultati di tali stime non cambierebbero qualora si includesse, negli EBIT delle reti, una quota dei crediti d'imposta ottenuti in qualità di contributi per le imprese non energivore e non gasivore per contenere il costo delle bollette, come desumibili dai relativi bilanci 2021, 2022 e 2023 di tale società⁵⁸. In tal caso, anche attribuendo il 100% dei crediti d'imposta del 2023 al primo trimestre, gli unici indicatori di eccessività positivi continuerebbero a essere quelli di Parma nel 2022 e di Piacenza nel primo trimestre del 2023, assumendo comunque valori contenuti. In particolare, l'indicatore di eccessività di Parma per il 2022 sarebbe pari a meno del [5-10%] con il WACC nominale (nonché al [5-10%] con il corrispondente WACC reale), mentre l'eccessività stimata per la rete di Piacenza nel primo trimestre 2023 assumerebbe un valore pari a meno del [10-15%] utilizzando il WACC nominale (e a circa il [15-20%] utilizzando il corrispondente WACC reale).

L'eccessività con i dati rielaborati in base al metodo del costo storico rivalutato

112. Come già anticipato, la presenza di prezzi eccessivi, intesa come sproporzione tra ricavi e costi, può essere analizzata tramite il già descritto test di eccessività basato sul metodo del *cost plus*. Un primo metodo utilizzabile per calcolare il *cost plus* da utilizzare in tale indicatore (e, nello specifico, la componente dello stesso consistente nella congrua remunerazione del capitale), consiste nell'utilizzo, come già effettuato per i dati acquisiti in sede ispettiva, del costo medio ponderato del capitale (WACC), utilizzando i valori di riferimento forniti dall'ARERA per i settori da essa regolati, come proposto dalla stessa ARERA per la regolazione tariffaria dei servizi di teleriscaldamento.

113. Anche in tal caso, si procede al calcolo del *cost plus* e del relativo test di eccessività partendo dal valore del WACC utilizzato dall'ARERA per il settore della "distribuzione gas", che allo stato pare rappresentare un verosimile valore minimo per un ipotetico WACC specifico del settore del

⁵⁸ Come descritto, nei bilanci di IEN tali crediti vengono presentati come componente principale della voce "crediti tributari". Ai fini della presente analisi, comunque, gli importi indicati in corrispondenza di tale voce vengono presi interamente in considerazione (assumendo che essi consistano, appunto, al 100% in crediti d'imposta ottenuti in base alle norme citate). Inoltre, gli importi complessivi di tali crediti d'imposta indicati in bilancio possono essere allocati alle reti oggetto d'istruttoria adottando i *driver* che esprimono il peso delle gestioni delle reti di teleriscaldamento di Parma e Piacenza (gli stessi adottati per l'allocazione dei cespiti comuni, cfr. *supra*).

teleriscaldamento (che potrebbe tuttavia risultare, come detto, maggiore di tale livello in ragione della maggiore rischiosità che l'ARERA propone di riconoscere al teleriscaldamento). In tal caso, trattandosi di valori contabili soggetti a rivalutazione, la versione da adottare corrisponde senz'altro al WACC *pre tax* reale, pari, come illustrato, al 6,3% nel 2021 e al 5,6% nel 2022. La tabella che segue (cfr. tabella n. 8) riporta i valori del *test* di eccessività così calcolati.

Tabella n. 8: Test di eccessività per le reti di Parma e Piacenza con WACC distribuzione gas

Anno	Eccessività PR - WACC reale distribuzione gas	Eccessività PC - WACC reale distribuzione gas
2021	[negativa]	[negativa]
2022	[negativa]	[negativa]

114. Come si può osservare dalla precedente tabella, il *test* di eccessività dà esito negativo per entrambe le reti per entrambe le annualità oggetto d'istruttoria⁵⁹. L'interpretazione del risultato di questi *test* è che anche in presenza di un EBIT positivo (nella gestione della rete di Parma nell'anno 2022), in nessuna annualità i profitti conseguiti sarebbero stati sufficienti a remunerare adeguatamente il capitale investito e, quindi, *a fortiori* in nessun anno e per nessuna rete i ricavi avrebbero generato *extra*-profitti rispetto a questa congrua remunerazione.

Il perimetro societario e le poste contabili incluse

L'analisi fin qui svolta si basa sui dati di IEN, società del gruppo che si occupa della gestione delle reti di teleriscaldamento. A riguardo, ci si potrebbe chiedere se le reti di Parma e Piacenza producano *extra*-profitti in capo al gruppo Iren considerando anche altri livelli della filiera gestiti da altre società del gruppo.

Per quanto riguarda IME, tale società effettua un mero servizio di commercializzazione per conto di IEN (e retrocede a IEN i ricavi del teleriscaldamento), dietro remunerazione dei costi per tale attività e assume un ruolo pertanto marginale nella filiera⁶⁰.

115. Quanto al ruolo di IAM, come illustrato, tale società è titolare degli impianti di termovalorizzazione che alimentano, in buona parte, le reti di Parma e Piacenza. Sarebbe, quindi, concepibile chiedersi se, anche in assenza di *extra*-profitti per la sola IEN, l'analisi di profittabilità potrebbe cambiare includendo i profitti realizzati da IAM nella vendita di calore a IEN per le reti di Parma e Piacenza. Ciò anche in considerazione del fatto che, come illustrato, i prezzi di trasferimento del calore dal termovalorizzatore PAI di Parma alla relativa rete di teleriscaldamento nel 2021 erano fissate con una logica di costo evitato ed erano quindi essi stessi soggetti a un'accresciuta profittabilità in caso di crescita significativa dei prezzi del gas naturale (come avvenuto tra il 2021 e il 2022) e, pertanto, passibili di eccessività per lo stesso motivo per cui tale eccessività è sospettata

⁵⁹ Anche considerando i ricavi al lordo degli importi successivamente restituiti ai consumatori, gli indicatori di eccessività continuano a risultare negativi (assumendo, anche nel caso di Parma 2022, un valore [negativo]).

⁶⁰ A ogni modo, il conto economico di IME relativo alle attività collegate con il teleriscaldamento (comprensive di tutte le reti e non soltanto di quelle di Parma e Piacenza) mostra, per gli anni 2021 e 2022, saldi che, anche qualora fossero figurativamente attribuiti, in proporzione alla volumetria, alla profittabilità delle reti di Parma e Piacenza, avrebbero effetti del tutto trascurabili su di essa, non modificando gli esiti dei test di eccessività.

per i prezzi finali (del resto, la stessa Iren afferma che tale contratto *intercompany* aveva determinato, a seguito della crescita dei prezzi del gas naturale, uno squilibrio della marginalità tra IAM e IEN).

116. In tal senso, è stata svolta una simulazione utilizzando il conto economico gestionale acquisito in sede ispettiva relativo alla gestione di Parma del 2021 modificato allo scopo di tenere conto dell'effetto del precedente contratto *intercompany*, ancora vigente nel 2021, che regolava i prezzi di trasferimento del calore tra IAM e IEN. Infatti, tale contratto, prevedendo che il calore venisse valorizzato con una logica di "costo evitato", aveva avuto l'effetto di provocare uno squilibrio dei risultati economici in favore di IAM e a sfavore di IEN attribuendo a quest'ultima dei costi di acquisto del calore dalla società infragruppo sopravvalutati e non correlati con l'effettivo costo della termovalorizzazione dei rifiuti, almeno nell'ultimo trimestre del 2021, in cui la crescita dei prezzi del gas aveva fatto crescere i riferimenti di prezzo costruiti sul "costo evitato" (in modo simile a quanto avvenuto ai prezzi finali del servizio per i consumatori). La modifica consiste nell'ottenere una stima di massima dei risultati economici che IEN avrebbe avuto nella gestione di Parma nel 2021 se avesse corrisposto dei prezzi di trasferimento definiti in termini di "costo-opportunità" e non di "costo evitato". Anche effettuando tale riproporzione, ottenuta utilizzando le informazioni pre-istruttorie fornite da Iren, IEN otterrebbe comunque risultati economici modesti, con un EBIT stimato appena positivo (di circa [1-5 milioni] di euro) e un ROI pari a circa il [1-5%] (e inferiore, quindi, a valori realistici ipotizzabili per il WACC), con l'effetto di avere anche in questo caso un'eccessività stimata negativa per il 2021.

117. Peraltro, appare decisiva, in tal senso, la considerazione per cui l'attività di IAM - e la profittabilità di tale società - è soggetta, come illustrato, a regolazione, anche di tipo tariffario. In particolare, la regolazione specificamente applicabile agli impianti d'interesse prevedeva che i ricavi della vendita di calore ed energia elettrica fossero restituiti in tutto o in parte alla collettività tramite una decurtazione dei ricavi conseguiti da IAM per i servizi di raccolta e smaltimento di rifiuti. Nello specifico, tale percentuale di restituzione è stata, nel 2022, pari al 100%, per cui eventuali *extra-profitti* figurativi di IAM in tale anno non avrebbero potuto essere percepiti dal gruppo. Nel 2021, invece, la percentuale di restituzione è stata del 60%, non totale ma comunque significativa (anche considerando che il 2021 sarebbe stato interessato dalle condotte presuntivamente abusiva soltanto nell'ultimo trimestre). A ogni modo, gli indicatori di eccessività continuerebbero a risultare negativi anche ove si imputasse figurativamente il 40% del risultato economico di ciascun termovalorizzatore nell'anno 2021 alla profittabilità della rete di pertinenza.

Pertanto, in ogni caso, la considerazione di un perimetro societario più ampio non appare idonea a modificare la valutazione di eccessività.

118. Infine, anche in questo caso i risultati dell'analisi non subirebbero significativi scostamenti qualora si aggiungesse all'EBIT delle reti di Piacenza e di Parma la quota di pertinenza stimata dei crediti d'imposta in favore delle imprese energivore e gasivore, il cui importo complessivo è stato desunto dai bilanci di IEN (cfr. *supra*). Gli indicatori di eccessività, infatti, resterebbero in tal caso negativi, anche evitando di scorporare le somme restituite da IREN a titolo di perequazione IVA e *Bonus Teleriscaldamento*⁶¹.

⁶¹ Gli indicatori assumerebbero in questo caso valori che arrivano al più, al valore di [*negativo*], relativo alla gestione della rete di Parma nel 2022.

Conclusioni sui test di eccessività

119. In sintesi, i test di eccessività svolti mostrano che la sproporzione tra costi e ricavi non sussiste nel caso di specie o che, nei casi in cui tale indicatore risulti positivo, si attesta su livelli poco significativi ai fini dell'imputazione di un'infrazione dell'articolo 3, lettera a) della legge 287/1990 (o dell'articolo 102 TFUE). Ciò risulta valido sia con l'utilizzo di poste contabili non rivalutate con un WACC nominale sia con la quantificazione delle poste contabili con il metodo del costo storico rivalutato suggerito dall'ARERA nei propri documenti di consultazione, che prevede coerentemente l'utilizzo di un WACC reale.

120. Infine, anche considerando l'ipotesi in cui vi siano stati degli extra-profitti già inclusi nei prezzi di trasferimento del calore tra gli impianti di termovalorizzazione di IAM e le reti gestite da IEN (per una delle quali, nel 2021, il calore veniva ceduto con una logica di costo evitato), tenuto conto del regime regolatorio delle attività di smaltimento degli impianti di IAM PAI e Tecnoborgo e, in particolare, degli obblighi di restituzione dei ricavi nel periodo in questione, i *test* di eccessività sarebbero comunque non soddisfatti.

121. Le conclusioni non cambiano anche laddove si dovesse includere una quota (proporzionale al peso delle reti di teleriscaldamento di Parma e Piacenza rispetto al totale delle attività di IEN) dei crediti d'imposta ottenuti da IEN in qualità di impresa energivora e gasivora negli EBIT delle reti di teleriscaldamento oggetto di indagine.

VI. CONCLUSIONI

122. In conclusione, dalle evidenze agli atti e dalle analisi descritte non emergono elementi sufficienti per supportare l'ipotesi sostenuta nel provvedimento di avvio secondo cui le imprese del gruppo Iren Parti del presente procedimento avrebbero attuato condotte in violazione dell'articolo 3, lettera a) della legge n. 287/1990. In particolare, utilizzando i consueti *test*, non vi sono nel caso di specie sufficienti elementi a supporto di una sostanziale sproporzione tra costi e prezzi praticati (eccessività). Considerata l'assenza di evidenze in merito all'eccessività, non si è dunque proceduto all'analisi dell'iniquinà.

RITENUTO, pertanto, alla luce degli elementi di fatto e di diritto illustrati, che non sussistano le condizioni per contestare a Iren S.p.A., Iren Energia S.p.A., Iren Ambiente S.p.A. e Iren Mercato S.p.A. le condotte abusive della posizione dominante (che il gruppo Iren detiene nei mercati del teleriscaldamento di Parma e Piacenza) oggetto dell'atto di avvio del procedimento;

tutto ciò premesso e considerato:

DELIBERA

che in base alle informazioni disponibili sono venuti meno i motivi di intervento nei confronti di Iren S.p.A., Iren Energia S.p.A., Iren Ambiente S.p.A. e Iren Mercato S.p.A., in relazione alla fattispecie di abuso di posizione dominante contestata, in violazione dell'articolo 3, lettera a), della legge n. 287/1990.

Il presente provvedimento sarà notificato a tutte le parti del procedimento e pubblicato nel Bollettino dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

Avverso il presente provvedimento può essere presentato ricorso al TAR del Lazio, ai sensi dell'articolo 135, comma 1, lettera b), del Codice del processo amministrativo (Decreto Legislativo 2 luglio 2010, n. 104), entro il termine di sessanta giorni dalla data di notificazione del provvedimento stesso, ovvero può essere proposto ricorso straordinario al Presidente della Repubblica, ai sensi dell'articolo 8, comma 2, del Decreto del Presidente della Repubblica 24 novembre 1971, n. 1199, entro il termine di centoventi giorni dalla data di notificazione del provvedimento stesso.

IL SEGRETARIO GENERALE

Guido Stazi

IL PRESIDENTE

Roberto Rustichelli

A564 - HERA/PREZZO DEL TELERISCALDAMENTO*Provvedimento n. 31385*

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 26 novembre 2024;

SENTITO il Relatore, Saverio Valentino;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO il D.P.R. del 30 aprile 1998, n. 217;

VISTA la propria delibera del 28 giugno 2023, n. 30679 con la quale è stato avviato un procedimento istruttorio nei confronti della società Hera S.p.A. e Herambiente S.p.A., per presunta violazione dell'articolo 3, comma 1, lettera a), della legge 287/1990 in relazione alle modalità di determinazione del prezzo del servizio di teleriscaldamento a Ferrara a partire dal 2021;

VISTO il proprio provvedimento del 28 novembre 2023 con il quale l'Autorità ha rigettato gli impegni presentati da Hera S.p.A. il 6 novembre 2023, sulla base dell'interesse all'accertamento dell'infrazione;

VISTA la propria delibera del 25 maggio 2024, con la quale il termine di conclusione del procedimento è stato prorogato al 30 novembre 2024;

VISTA la memoria presentata da Hera S.p.A. in data 6 novembre 2024;

SENTITI in audizione finale, in data 11 novembre 2024, i rappresentanti della società Hera S.p.A. che ne avevano fatto richiesta;

VISTI gli atti del procedimento e la documentazione acquisita nel corso dell'istruttoria;

CONSIDERATO quanto segue:

I. LE PARTI

1. Hera S.p.A. (di seguito anche "Hera") è una società posta al vertice dell'omonimo gruppo societario *multiutility*, operante nei settori ambientale (gestione e trattamento dei rifiuti), idrico (acquedotto, fognature e depurazione) ed energetico (distribuzione e vendita di energia elettrica, gas e servizi energia), ma anche nel settore dei servizi per l'illuminazione pubblica e telecomunicazioni. Hera svolge direttamente, tramite proprie divisioni operative, alcune attività, tra cui la distribuzione di gas e acqua e la fornitura del servizio di teleriscaldamento.

Nel 2023 Hera ha realizzato un fatturato consolidato di gruppo di circa 15 miliardi di euro, proveniente per oltre il 75% da vendite in Italia.

2. Herambiente S.p.A. (di seguito anche "Herambiente") è la società a capo delle attività del gruppo HERA nel settore ambientale, tra le quali rientra la gestione del termovalorizzatore di Ferrara. Il suo capitale è detenuto al 75% da Hera S.p.A. e al 25% dalla società di diritto inglese EWHL European Waste Holdings Limited.

Nel 2023 il fatturato consolidato di Herambiente è stato di circa 556 milioni di euro.

II. IL PROCEDIMENTO ISTRUTTORIO

3. A seguito della ricezione, a partire dal settembre 2022, di alcune segnalazioni che lamentavano l'onerosità delle tariffe del servizio del teleriscaldamento (di seguito anche "TLR") e le difficoltà di staccarsi dalla rete di TLR e adottare un diverso sistema di riscaldamento, la Direzione ha inviato ai principali operatori italiani del settore delle richieste di informazioni.

In particolare, il 2 dicembre 2022 veniva inviata a Hera S.p.A. una richiesta di informazioni¹, avente a oggetto le reti di teleriscaldamento operate dal gruppo, le relative fonti energetiche impiegate (e il peso delle stesse, in termini di energia prodotta e di spesa per il fornitore del servizio), le modalità di determinazione dei prezzi e l'andamento dei costi delle materie prime, le modalità e i costi di recesso e, eventualmente, il reintegro dell'investimento iniziale, la presenza o meno di eventuali sussidi. La risposta² a questa richiesta è pervenuta nel gennaio 2023 ed è stata integrata³, su richiesta della Direzione⁴, in data 31 marzo 2023.

4. In data 8 maggio 2023, è pervenuta una segnalazione da parte di una rete civica di condomini e cittadini di Ferrara⁵, in cui si evidenziavano delle criticità nella gestione da parte del gruppo Hera del servizio di teleriscaldamento di Ferrara. In particolare, il segnalante lamentava notevoli aumenti delle tariffe del TLR applicati da ottobre 2021 dal gruppo Hera che non parevano giustificabili con l'aumento del costo delle materie prime, atteso che il calore fornito dalla rete di teleriscaldamento di Ferrara deriverebbe principalmente dalla valorizzazione energetica dei rifiuti e dalla geotermia. Il segnalante lamentava, inoltre, che la tariffa fissa applicata alla componente geotermica - in seguito all'accordo siglato fra Hera e Comune di Ferrara a ottobre 2022 che sganciava la componente tariffaria geotermica dal prezzo del gas - fosse comunque iniqua, poiché superiore allo stesso prezzo trasformato del gas.

5. Il 28 giugno 2023, l'Autorità deliberava l'avvio di un procedimento istruttorio nei confronti di Hera S.p.A. e Herambiente S.p.A., per presunta violazione dell'articolo 3, comma 1, lettera a), della legge 287/1990 in relazione alle modalità di determinazione del prezzo del servizio di teleriscaldamento a Ferrara a partire dal 2021. In pari data l'Autorità disponeva altresì degli accertamenti ispettivi presso le suddette società.

6. Nello specifico, nel provvedimento di avvio si è contestato che le clausole contrattuali di definizione del prezzo del calore imposte da Hera S.p.A., monopolista del servizio, in quanto basate sul "costo evitato" del riscaldamento a gas naturale e prive, almeno fino al settembre 2022, di meccanismi correttivi o clausole di salvaguardia, nel contesto determinato dal rapido e assai significativo aumento dei prezzi all'ingrosso del gas nel 2021-2022 avrebbero trasferito sugli utenti della rete di TLR di Ferrara un onere eccessivo e ingiustificato, esponendoli al rischio delle variazioni del costo del gas naturale in misura significativamente superiore all'impatto di tali variazioni sui costi di approvvigionamento e comportando, nel contesto di elevati prezzi del gas naturale, l'applicazione di prezzi eccessivi. Ciò perché la materia prima gas naturale contribuisce

¹ Cfr. doc. 2 del fascicolo istruttorio.

² Cfr. doc. 5 del fascicolo istruttorio.

³ Cfr. doc. 7 del fascicolo istruttorio.

⁴ Cfr. doc. 6 del fascicolo istruttorio.

⁵ Cfr. doc. 9 del fascicolo istruttorio.

direttamente per meno di un quinto al calore immesso nella rete di Ferrara, mentre il resto del calore proviene invece da fonti energetiche (il calore geotermico e la combustione dei rifiuti) il cui costo non avrebbe registrato aumenti comparabili con quello del prezzo all'ingrosso del gas naturale. Tale condotta avrebbe peraltro impedito agli utenti della rete di TLR ferrarese di beneficiare dei vantaggi economici che l'ampio utilizzo di fonti alternative al gas naturale avrebbe potuto permettere in tale contesto.

Nel provvedimento di avvio si è altresì messa in dubbio l'efficacia della riforma tariffaria intervenuta a Ferrara nell'ottobre 2022 - che ha portato all'individuazione di un prezzo fisso per la quota di energia di fonte geotermica immessa in rete -, in quanto la riforma avrebbe riguardato solo il 40% circa del calore immesso in rete e il prezzo fisso potrebbe essere stato fissato a un livello comunque eccessivo.

Infine, si è ritenuto necessario valutare l'impatto su una eventuale eccessività del prezzo del calore da TLR delle modalità di determinazione dei prezzi di trasferimento del calore fornito da società del gruppo Hera alla rete di Ferrara, e in particolare dal termovalorizzatore gestito da Herambiente, con rispetto ai relativi costi di generazione del calore.

7. Il provvedimento di avvio è stato notificato⁶ alle Parti il 6 luglio 2023.

8. Gli accertamenti ispettivi si sono svolti il 6 luglio 2023 presso le sedi di Bologna⁷ e Ferrara⁸ di Hera e presso la sede di Bologna⁹ di Herambiente.

9. Dopo l'avvio del procedimento sono pervenute segnalazioni da parte di altri condomini ferraresi¹⁰, ai quali sono state richieste ulteriori informazioni in data 3 luglio 2024¹¹.

10. Il 1° agosto 2023 l'Autorità, su istanza delle Parti¹², ha prorogato¹³ al 6 novembre 2023 il termine di presentazione degli impegni.

11. Il 6 novembre 2023 è pervenuta una bozza di Impegni, integrata con alcune esemplificazioni il successivo 10 novembre¹⁴.

In data 28 novembre 2023, l'Autorità ha rigettato gli Impegni presentati dalle Parti, sulla base dell'interesse all'accertamento dell'eventuale infrazione¹⁵.

12. Le Parti sono state sentite in audizione il 24 ottobre 2023 (audizione richiesta dalle Parti in vista della presentazione degli impegni¹⁶) e il 7 marzo 2024 (su richiesta degli Uffici¹⁷).

13. In data 25 maggio 2024 l'Autorità ha prorogato il termine di conclusione del procedimento al 29 novembre 2024.

⁶ Cfr. docc. 15, 15bis, 16 e 16bis del fascicolo istruttorio.

⁷ Cfr. docc. 17 e 17bis, nonché il doc. 20 del fascicolo istruttorio.

⁸ Cfr. doc. 21 e doc. 23 del fascicolo istruttorio.

⁹ Cfr. docc. 18 e 18bis, nonché il doc. 20 del fascicolo istruttorio.

¹⁰ Cfr. docc. 24, 29, 33, 34, 36, 40, 41, 46, 47 del fascicolo istruttorio.

¹¹ Cfr. docc. da 61 a 68 e le risposte docc. da 73 a 79.

¹² Cfr. doc. 26 del fascicolo istruttorio.

¹³ Cfr. doc. 35 del fascicolo istruttorio.

¹⁴ Cfr. docc. 50 e 51 del fascicolo istruttorio.

¹⁵ Cfr. doc. 52 del fascicolo istruttorio.

¹⁶ Cfr. doc. 48 del fascicolo istruttorio.

¹⁷ Cfr. docc. 53, 54 e 55 del fascicolo istruttorio.

14. Il 2 ottobre 2024 l’Autorità ha deliberato la non manifesta infondatezza delle Risultanze Istruttorie che sono state, pertanto, trasmesse alle Parti con comunicazione del 3 ottobre 2024¹⁸.
15. Il 6 novembre 2024 è pervenuta la memoria difensiva finale della società Hera S.p.A.¹⁹.
16. In data 11 novembre 2024 si è tenuta l’audizione finale, dinanzi al Collegio dell’Autorità, dei rappresentanti della società Hera S.p.A., che ne aveva fatto richiesta²⁰.
17. Le Parti hanno presentato memorie in data 6 novembre 2023²¹, 30 aprile 2024²², 30 luglio 2024²³ e 6 novembre 2024²⁴.
18. Le Parti hanno avuto accesso agli atti in data 26 luglio 2023, 16 luglio e 10 ottobre 2024²⁵.

III. LE RISULTANZE ISTRUTTORIE

III.1. Il settore del teleriscaldamento

19. Oggetto del presente procedimento è il sistema di teleriscaldamento o riscaldamento urbano (*district heating*) gestito da Hera S.p.A. nel Comune di Ferrara.

III.1.1. Il teleriscaldamento in Italia

20. Il teleriscaldamento è una soluzione per il riscaldamento/raffrescamento degli edifici residenziali, terziari e commerciali e la produzione di acqua calda igienico-sanitaria, realizzata prevalentemente su suolo pubblico e basata sulla produzione²⁶ centralizzata di energia termica²⁷ mediante una o più fonti energetiche e la sua trasmissione, mediante una rete di tubazioni in cui scorre un appropriato fluido di trasporto²⁸, a un insieme di utenti spazialmente concentrati (la rete di distribuzione locale del calore), ma distanti anche alcuni chilometri dalla fonte di produzione del calore.

21. Le componenti essenziali di una rete²⁹ di teleriscaldamento sono dunque (i) gli impianti di generazione del calore che sostengono il carico di base, (ii) le caldaie di integrazione e riserva, che gestiscono i picchi di domanda e le fermate degli impianti di base, (iii) la rete di distribuzione

¹⁸ Cfr. doc. 88 del fascicolo istruttorio.

¹⁹ Cfr. doc. 93 del fascicolo istruttorio.

²⁰ Cfr. doc. 94 del fascicolo istruttorio.

²¹ Cfr. doc. 50 del fascicolo istruttorio.

²² Cfr. doc. 58 del fascicolo istruttorio.

²³ Cfr. doc. 81 del fascicolo istruttorio.

²⁴ Cfr. doc. 93 del fascicolo istruttorio.

²⁵ Cfr. docc. 30, 31, 32, 72 e 91 del fascicolo istruttorio.

²⁶ La produzione può avvenire attraverso la combustione di combustibili fossili, rifiuti o biomassa in una centrale termica o in un impianto di cogenerazione, oppure mediante l’estrazione da una sorgente geotermica o il riscaldamento di un fluido mediante energia solare (c.d. solare termico).

²⁷ Intesa non solo come “calore” ma anche come “energia frigorifera”.

²⁸ Comunemente acqua calda o surriscaldata, ma anche vapore.

²⁹ La rete di TLR è una rete chiusa, connessa all’impianto (o agli impianti) di generazione del calore attraverso una doppia rete di tubature: il calore prodotto dagli impianti di generazione circola nella rete attraverso un fluido vettore (acqua calda o surriscaldata a temperature che dipendono dalle specifiche tecniche della rete, vapore). Il fluido vettore distribuisce il calore agli utenti mediante le tubature di “mandata”, e ritorna alla centrale, ormai raffreddato, attraverso le tubature di “ritorno”. Nella centrale il fluido è nuovamente riscaldato e il ciclo ricomincia.

primaria del calore dagli impianti di generazione alle aree di fornitura del calore e (iv) la rete secondaria di distribuzione del calore che si diparte da quella primaria e raggiunge le utenze, presso le quali sono posizionati gli scambiatori di calore³⁰. Per sua natura un sistema di teleriscaldamento è dunque un sistema a rete, realizzato prevalentemente su suolo pubblico al servizio di un comparto urbano esistente o programmato.

22. Oggetto del contratto di fornitura del servizio di teleriscaldamento non è quindi un combustibile (gas naturale, gasolio, pellet ecc.) o una fonte energetica (energia elettrica) che sono utilizzati per produrre energia termica – come accade in tutti i sistemi di riscaldamento / raffrescamento alternativi al teleriscaldamento – ma l’energia termica stessa (calore, prevalentemente).

La fornitura avviene sulla base di contratti di somministrazione (generalmente di medio-lungo periodo) e il sistema è gestito in modo da consentire, nei limiti di capacità del sistema stesso, l’allacciamento alla rete di ogni potenziale cliente secondo principi di non discriminazione³¹.

23. La tabella 1 riporta alcuni dati³² sulla diffusione del teleriscaldamento in Italia, che appare concentrato in Trentino Alto Adige, Valle d’Aosta, Piemonte, Lombardia, Emilia - Romagna e Veneto.

Tabella 1: diffusione del teleriscaldamento in Italia

	Numero di reti	Volumetria allacciata (Mm3)	Volumetria allacciata per abitante (m3 per abitante)
Trentino Alto-Adige	115	43,5	40,5(**)
<i>Alto Adige</i>	82		
<i>Trentino</i>	33		
Piemonte	78	102,6	24,2
Lombardia	66	167,2	16,8
Toscana	63	2,6	0,7
Emilia - Romagna	31(*)	47	10,6
Veneto	11	16,9	3,5
Valle d’Aosta	7	4,0	32,9
Totale Italia	279	392,7	

(*) Include anche tre reti di Rimini riguardanti complessi di case popolari

(**) AIRU stima ulteriori 23,7 mc per abitante per gli impianti con dati provvisori della provincia di Bolzano

Fonte: Annuario AIRU 2023

³⁰ Lo scambiatore è di proprietà del distributore del calore e delimita il confine tra la rete di teleriscaldamento e la rete dell’utente.

³¹ Cfr. IC46 - *Indagine conoscitiva sul settore del teleriscaldamento*, §§. 1-2. Questa definizione “ristretta” esclude i sistemi di produzione centralizzata e distribuzione di calore all’interno di reti interne private (reti interne di stabilimenti industriali, supercondomini, complessi ospedalieri, complessi terziari-commerciali).

³² Cfr. AIRU - Associazione Italiana per il Riscaldamento Urbano, *Il Riscaldamento urbano - Annuario 2023*, Dicembre 2023.

24. Nel 2021-2022 oltre il 70% dell'energia termica immessa in rete è stata prodotta mediante fonte fossile. In particolare, il 50% circa è stato prodotto in impianti di cogenerazione e poco più del 20% nelle caldaie di integrazione e riserva alimentate da gas naturale o altri combustibili fossili.

Biomasse, biogas e bioliquidi e rifiuti urbani hanno permesso di produrre il 22,3% dell'energia termica immessa in rete nel 2021 e il 23,1% di quella immessa nel 2022. Circa 2/3 di tale energia è stata prodotta in cogenerazione.

La geotermia e il solare termico hanno rappresentato la fonte del 2,8% del calore immesso in rete nel 2021-22.

Le pompe di calore e il calore da recupero di gas industriali hanno dato un contributo marginale.

Complessivamente, oltre il 65% dell'energia termica è stato prodotto in impianti di cogenerazione che consentono la contemporanea produzione di energia elettrica e calore.

III.1.2. Struttura dell'offerta di teleriscaldamento

25. Come argomentato più ampiamente nell'Indagine Conoscitiva sul teleriscaldamento (IC46), la rete di distribuzione del calore ha ingenti costi di costruzione e manutenzione e può essere considerata un monopolio naturale a livello locale, nel senso che la sua duplicazione sarebbe antieconomica.

Pur essendo astrattamente possibile immaginare assetti concorrenziali nella produzione/vendita all'ingrosso e nella vendita al dettaglio di calore³³, le reti di teleriscaldamento italiane, tranne rare eccezioni³⁴, hanno una struttura verticalmente integrata, in cui il gestore della rete, direttamente o attraverso società che fanno parte del medesimo gruppo societario, produce il calore che immette nella propria rete di distribuzione e vende ai clienti finali.

In alcuni casi parte del calore è acquistata da società facenti parte del medesimo gruppo societario cui appartiene il gestore della rete di TLR o controllate dal gestore della rete³⁵, a un prezzo ("prezzo di trasferimento") definito da appositi contratti *intercompany*.

26. I principali operatori del settore sono Iren (che gestisce la rete di Torino, la più grande d'Italia), A2A (che gestisce la seconda più grande rete italiana, quella di Brescia), Hera (che gestisce numerose reti di differenti dimensioni, tra le quali la rete più grande è quella di Ferrara), Egea, AGSM, Engie, Edison, Enel Green Power (che gestisce gran parte delle reti geotermiche toscane). Accanto a essi operano numerose imprese che gestiscono una sola rete di teleriscaldamento. L'energia termica immessa da Hera nelle proprie reti nel 2022 è stata pari al 5% circa del totale nazionale. Tali reti rappresentano circa il 6% della volumetria riscaldata complessiva.

III.1.3. Il quadro normativo

27. Storicamente, lo sviluppo del TLR in Italia è avvenuto in un contesto di inclusione "di fatto" di tale servizio tra i "servizi pubblici locali" (di seguito anche "SPL"), che ha condotto all'affidamento diretto del servizio di TLR alle aziende comunali di servizi, più tardi trasformate in società per

³³ Cfr. sezioni 3.3 e 3.4 di IC46. Mercati all'ingrosso del calore esistono in alcune realtà locali dell'Europa settentrionale.

³⁴ In alcune situazioni – per esempio le reti di Piacenza, Mantova e Aosta - una parte significativa del calore immesso nella rete proviene da impianti di cogenerazione o da impianti industriali (calore di recupero) appartenenti a società terze rispetto al gruppo di cui fa parte il gestore della rete.

³⁵ Questo è il caso della rete di Ferrara, dove Hera S.p.A. controlla Herambiente e ha il controllo congiunto dell'ATI geotermica.

azioni. Tale inclusione non è avvenuta però sulla base di una dettagliata qualificazione del servizio quale “servizio pubblico locale”; piuttosto, partendo dal fatto che, dal momento che il servizio di distribuzione e vendita del gas e di gestione della relativa rete svolto dalla impresa municipalizzata era considerato un SPL, questa qualifica è stata estesa anche al TLR³⁶.

28. In questo contesto, i rapporti tra l’Ente Locale, il Comune, e il gestore del servizio di TLR sono generalmente regolati da “convenzioni” o da “contratti di servizio”, nell’ambito di uno schema concessorio, a prescindere dalla qualificazione (peraltro non sempre univoca) del TLR come servizio pubblico locale. Sostanzialmente, tramite tali convenzioni il Comune affida in esclusiva la gestione del TLR in ambito comunale, in cambio di un canone, per un periodo piuttosto lungo (da 20 a 40 anni) e il rischio è sopportato dall’affidatario, che si finanzia con i proventi della vendita del servizio di TLR.

In nessun caso è stata espletata una gara, per cui si è trattato sempre di affidamento diretto al proponente la costruzione della rete o al gestore esistente.

29. Le convenzioni/contratti di servizio possono comportare una regolamentazione più o meno ampia dell’attività di TLR a livello locale e possono indicare i criteri di determinazione del prezzo del calore oppure lasciare completa libertà al gestore, come nel caso della Convenzione del 2018 tra Hera e il Comune di Ferrara (cfr. *infra*). In assenza di Convenzioni, la determinazione del prezzo del servizio era nella piena disponibilità del gestore.

30. Il D.lgs. n. 102 del 4 luglio 2014 ha introdotto la potestà tariffaria dell’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito, “ARERA”) per le reti operanti in contesti dove i regolamenti locali prevedano un obbligo di allaccio al teleriscaldamento. Il medesimo D.lgs. ha conferito all’ARERA poteri regolatori circa la qualità del servizio di teleriscaldamento, che hanno portato all’emanazione, tra gli altri, del TUAR – “*Testo unico della regolazione dei criteri di determinazione dei corrispettivi di allacciamento e delle modalità di esercizio del diritto di recesso da parte dell’utente per i servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento*”.

31. A seguito della segnalazione inviata al governo dall’ARERA circa le criticità dei prezzi del teleriscaldamento e nel quadro degli interventi previsti dal PNRR per estendere il teleriscaldamento efficiente, in sede di conversione in legge del DL PNRR (DL 24 febbraio 2023, n. 13, convertito in Legge 21 aprile 2023, n. 41) è stata introdotta una norma che riformulava l’articolo 10, comma 17, lettera e), del D.lgs. n. 102/2014 ampliando le competenze dell’ARERA sul settore del teleriscaldamento, attribuendole il potere di stabilire “*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*”.

32. Con la deliberazione n. 277/2023/R/tlr, l’ARERA ha avviato un procedimento per l’adozione di provvedimenti in materia di regolazione tariffaria del servizio di teleriscaldamento, con l’obiettivo di pervenire a una regolazione di tipo *cost-reflective* nel settore.

Nell’ambito del procedimento di regolazione, l’ARERA ha pubblicato un primo documento di consultazione il 3 agosto 2023, n. 388/2023/R/tlr, illustrando gli orientamenti iniziali per la definizione del metodo tariffario transitorio, da applicare nelle more della successiva determinazione di un metodo tariffario definitivo, prevedendo che tale “periodo transitorio” avesse inizio non prima del 1° gennaio 2024.

³⁶ Si veda in proposito il provvedimento di chiusura di IC46.

Con deliberazione 431/2023/R/tlr, l'ARERA ha rinviato i termini di conclusione del procedimento al 31 dicembre 2023, ritenendo necessario effettuare ulteriori approfondimenti istruttori anche al fine di disporre di un set informativo più completo per lo svolgimento di analisi di sensitività al variare dei parametri rilevanti per la determinazione del costo riconosciuto.

A seguito di tale proroga, il 24 novembre 2023 è stato pubblicato un secondo documento di consultazione n. 546/2023/R/tlr, nel quale le iniziali proposte di regolazione sono state ulteriormente sviluppate, al fine di identificare criteri semplificati per la definizione delle tariffe nel periodo transitorio per assicurare un'adeguata gradualità nell'introduzione del regime di tariffe regolate, in linea con quanto previsto dall'articolo 10, comma 18 del D.lgs. n. 102/2014.

Il 28 dicembre 2023, con la delibera 638/2023/R/tlr, l'ARERA ha, quindi, approvato il metodo tariffario teleriscaldamento per il periodo transitorio 1° gennaio 2024 - 31 dicembre 2024 (MTL-T). Con tale provvedimento è stata confermata l'adozione di un approccio multifase, prevedendo: (i) di applicare, per il periodo transitorio (compreso tra l'1° gennaio 2024 e il 31 dicembre 2024), un vincolo ai ricavi basato su logiche di costo evitato, la metodologia di definizione dei prezzi più diffusa nel settore, con la contestuale introduzione di meccanismi correttivi volti a superare le criticità individuate nell'ambito dell'indagine conoscitiva e (ii) di avviare un procedimento per la definizione del metodo tariffario a regime (a partire dall'1° gennaio 2025), con l'obiettivo di definire il vincolo ai ricavi sulla base dei costi del servizio di teleriscaldamento. La tariffa transitoria è basata sulla formula del costo evitato definita dall'ARERA nell'Indagine Conoscitiva, specificata per un determinato condominio-tipo.

33. Il 30 maggio 2024, l'ARERA ha pubblicato un nuovo documento di consultazione n. 214/2024/R/tlr nel quale sono illustrati gli orientamenti iniziali per la definizione della metodologia tariffaria da applicare a regime, quindi a far data dal 1° gennaio 2025. In tale documento sono state approfondite varie tematiche tra cui: (i) la metodologia tariffaria da utilizzare per la definizione del vincolo ai ricavi; (ii) le modalità di trattamento degli impianti di cogenerazione e (iii) le modalità di valorizzazione dell'energia ottenuta tramite il recupero di calore di scarto.

Con riferimento agli impianti di cogenerazione, l'ARERA ha espresso la sua preferenza per una allocazione dei costi basata sul *work method*, ossia sulla proporzione di produzione di energia elettrica rappresentata dal calore ceduto alla rete di teleriscaldamento in termini di energia elettrica non prodotta.

L'ARERA ha, inoltre, annunciato che provvederà a predisporre un ulteriore documento di consultazione (entro il mese di ottobre 2024), in cui saranno puntualmente descritti gli specifici criteri per il calcolo dei costi ammessi al riconoscimento in tariffa, anche individuando i parametri macroeconomici di riferimento. Ciò al fine di approvare il provvedimento finale di regolazione "a regime" entro il mese di dicembre 2024, rispettando quindi il termine previsto nella menzionata delibera n. 638/2023/R/tlr per la conclusione del procedimento.

III.1.4. Il metodo del costo evitato

34. L'Indagine Conoscitiva dell'ARERA sul settore del teleriscaldamento³⁷ ha confermato che, come già emerso in IC46, tra gli operatori del settore è diffusa la prassi di stabilire i prezzi del servizio di teleriscaldamento in modo da riflettere una stima della spesa che l'utente avrebbe

³⁷ Cfr. delibera n. 547/2022, in allegato alla quale è stata pubblicata l'Indagine.

sostenuto se avesse utilizzato un sistema di climatizzazione alternativo (metodo del c.d. “costo evitato”), secondo una metodologia sviluppata dall’Associazione Italiana per il Riscaldamento Urbano (di seguito, “AIRU”) nel contesto di uno studio ricognitivo del 1996 sulle tariffe applicate dai gestori delle reti di teleriscaldamento e poi riproposta nelle “Linee guida per la determinazione del prezzo di vendita del calore, distribuito a mezzo di reti di teleriscaldamento” del 2006.

Nelle aree metanizzate, quali il comune di Ferrara, il sistema di climatizzazione alternativo di riferimento è quello basato sulla combustione di gas naturale in caldaie installate presso l’utenza (condominio o utente individuale). In tali aree, peraltro, anche le tariffe determinate senza fare riferimento al “costo evitato” sono generalmente indicizzate al prezzo del gas naturale, con il risultato che, secondo l’ARERA, oltre l’80% delle offerte e il 94% dell’energia termica erogata nell’ultimo trimestre 2021 erano caratterizzate da un prezzo dipendente dal gas naturale.

35. In termini generali, la formula AIRU che esprime il prezzo del calore da teleriscaldamento sulla base del costo evitato di un sistema di riscaldamento basato sulla produzione di calore mediante combustione del gas naturale è la seguente³⁸:

$$P = k_1 * k_2 * \frac{P_{gas}}{PCI * \eta} * conv * t$$

dove:

P è il prezzo del calore nel servizio di teleriscaldamento, espresso in €/kWh;

*k*₁ è il *coefficiente di perequazione dei costi di gestione*, che tiene conto dei minori costi di gestione e amministrativi (per esempio, assenza del terzo responsabile della caldaia e di una serie di incombenze legate alla sicurezza del locale caldaia);

*k*₂ è il *coefficiente per prestazioni aggiuntive e sconti commerciali*, che consente di personalizzare il prezzo applicato all’utente;

*P_{gas}/PCI*η* rappresenta il prezzo del calore³⁹ ottenibile dalla combustione di un metro cubo di gas naturale e dipende dal prezzo di un metro cubo di gas (*P_{gas}*), dalla quantità di energia primaria contenuta in un metro cubo di gas (potere calorifico inferiore PCI) e dal rendimento stagionale medio di trasformazione della caldaia (*η*);

conv è la costante di conversione dell’energia da kcal o MJ in kWh;

t è il coefficiente di perequazione tra le aliquote IVA del gas naturale (10% per i primi 450 mc consumati, 22% per i successivi) e del teleriscaldamento (10%).

36. Tale formula può essere poi articolata in una tariffa monomia (cioè, un prezzo onnicomprensivo del servizio di teleriscaldamento), binomia (il prezzo del teleriscaldamento consta di una componente fissa, commisurata alla potenza dello scambiatore installato presso l’utente, e una variabile dipendente dalla quantità di calore consumata) o trinomia (con due componenti indipendenti dai consumi).

37. L’ARERA ha rilevato che questa formula consente un ampio grado di discrezionalità nella definizione del prezzo del servizio di teleriscaldamento, attraverso la definizione del coefficiente *k*₁ di perequazione dei costi di gestione e del rendimento della caldaia *η*, nonché del prezzo del gas

³⁸ Cfr. Indagine conoscitiva ARERA, p. 8.

³⁹ Misurato in chilocalorie (kcal) o megajoule (MJ).

naturale. Quest'ultimo è stato spesso identificato nel prezzo del gas naturale nel servizio di tutela, definito dall'ARERA stessa.

Tale discrezionalità, secondo l'ARERA, è stata ampiamente utilizzata dagli esercenti il servizio di teleriscaldamento, dando luogo a una elevata dispersione dei prezzi del servizio.

38. Il regolatore ha proposto una propria stima dell'effettivo "costo evitato", che mira a correggere le più significative distorsioni della parametrizzazione adottata dagli esercenti il servizio di TLR, basata sulla seguente formula:

$$P = \left(\frac{P_{gas}}{PCI * \eta_c} * conv * t + c_g \right) * \eta_s$$

dove:

P (in €/MWh), P_{gas} (in €/Smc), PCI ⁴⁰, $conv$, t hanno lo stesso significato visto in precedenza;

η_c è il rendimento medio stagionale di trasformazione di una caldaia a condensazione, fissato convenzionalmente⁴¹ al 90%;

c_g è la componente per la compensazione del differenziale dei costi di manutenzione della sottostazione d'utenza, stimata in modo conservativo a 10 €/MWh; in particolare, l'ARERA assume costi O&M di circa 1.500 €/anno per la caldaia condominiale;

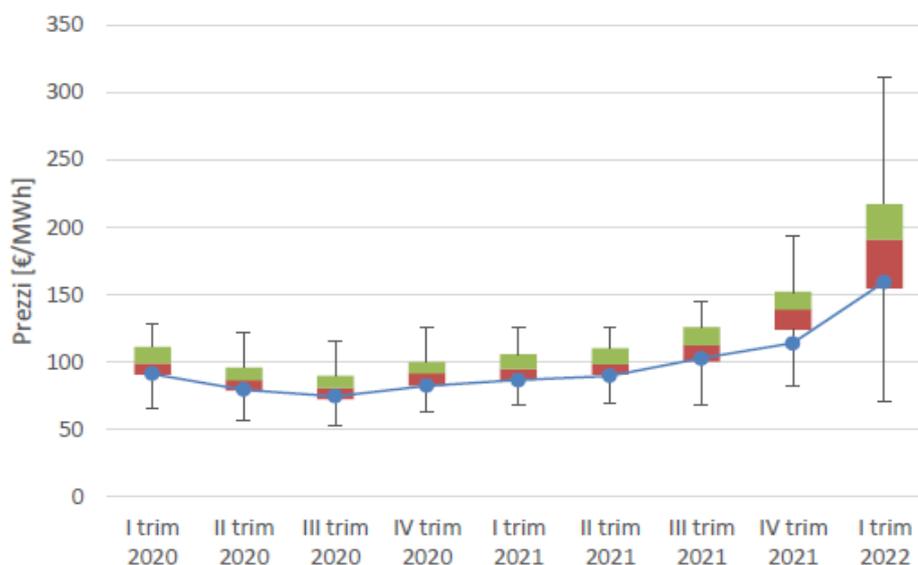
η_s è il rendimento dello scambiatore di calore della sottostazione d'utenza, che tiene conto delle perdite di trasferimento dell'energia termica dalla rete di teleriscaldamento all'impianto termico dell'utente ed è fissato convenzionalmente⁴² al 97%.

39. Tale stima è risultata in genere inferiore alla mediana delle tariffe pubblicate e prossima o inferiore al primo quartile a partire dalla fine del 2021 (cfr. figura 1).

⁴⁰ L'ARERA fissa la PCI a 34,5 MJ/Sm3, che corrisponde al valore di 8240 kcal/smc utilizzato da Hera e altri operatori nell'applicazione della formula AIRU.

⁴¹ Cfr. DM 26 giugno 2015 (c.d. requisiti minimi degli edifici), tabella 8 dell'Allegato 1, Appendice A.

⁴² Cfr. DM 26 giugno 2015 (c.d. requisiti minimi degli edifici), tabella 8 dell'Allegato 1, Appendice A.

Figura 1: Confronto tra i prezzi rilevati e la stima del costo evitato elaborata dall'ARERA

Fonte: indagine conoscitiva ARERA sull'evoluzione dei prezzi e dei costi del TLR. La linea continua (blu) rappresenta il livello del costo evitato calcolato dall'Autorità, mentre i boxplot mostrano la distribuzione dei prezzi di listino pubblicati dagli esercenti.

40. L'ARERA ritiene che tale confronto evidenzia come, nel periodo considerato, la maggior parte delle offerte per il servizio di teleriscaldamento comportassero prezzi superiori all'effettivo costo evitato, che avrebbero dovuto spingere i consumatori ad abbandonare il teleriscaldamento a favore del riscaldamento a gas naturale e in generale a favore di sistemi di riscaldamento alternativi.

Il fatto che non sia stato osservato alcun abbandono "massiccio" dei sistemi di teleriscaldamento da parte degli utenti indicherebbe l'esistenza di significativi *switching costs* (effettivi e percepiti) che ostacolerebbero il passaggio a sistemi di riscaldamento alternativi al teleriscaldamento.

41. Il regolatore, nelle conclusioni della propria Indagine Conoscitiva, ha rilevato che l'applicazione di prezzi basati sul costo evitato del riscaldamento a gas o comunque indicizzati al gas può determinare "potenziali criticità in merito all'equità dei prezzi applicati" nelle reti alimentate prevalentemente da impianti di termovalorizzazione o geotermici.

Infatti, nelle reti caratterizzate dall'utilizzo di fonti energetiche con bassi costi variabili (rifiuti e geotermico), all'incremento dei prezzi del servizio (tipicamente indicizzati alle quotazioni del gas naturale) non è seguito un corrispondente aumento dei costi variabili di produzione. La divaricazione tra il livello di costi e ricavi ha determinato una crescita significativa dei margini destinati alla remunerazione del capitale investito, con potenziali extraprofitti per gli operatori del settore.

III.1.5. Gli *switching costs*

42. Come anticipato, il TLR è solo una delle possibili soluzioni a disposizione di un consumatore⁴³ per riscaldare gli ambienti e per produrre acqua calda sanitaria.

⁴³ Può essere un individuo o un condominio.

Vi è un'ampia gamma di sistemi di riscaldamento alternativi applicabili al riscaldamento centralizzato e/o individuale tra i quali il consumatore può scegliere, che sono accomunati dalla circostanza che tutti comportano la produzione dell'energia termica da parte dell'utente.

Tali sistemi sono costituiti da differenti componenti, più o meno specifiche al sistema. In linea generale, i generatori di calore e le reti di trasporto fino al consumatore sono specifici ai singoli sistemi⁴⁴, mentre le tubature interne agli stabili e agli appartamenti dove scorre l'acqua calda e i corpi radianti possono essere generalmente utilizzati indifferentemente da vari sistemi, anche se in modo talvolta inefficiente⁴⁵.

La presenza di importanti componenti durevoli specifiche ai singoli sistemi (per esempio, scambiatori, caldaie, tubature per l'acqua calda o per il combustibile) rende i differenti sistemi incompatibili tra loro.

Nella misura non esista un mercato secondario delle componenti durevoli, gli investimenti in essi rappresentano investimenti irrecuperabili che creano degli *switching costs*.

43. A tali *switching costs* monetari occorre aggiungere poi gli eventuali ostacoli di carattere normativo che possono rendere più difficoltoso lo *switching* verso altri sistemi di riscaldamento, nonché eventuali *bias* cognitivi (per esempio, il c.d. *energy efficiency paradox*) che potrebbero limitare l'apprezzamento dei vantaggi di lungo periodo di tecnologie più efficienti del TLR e quindi della relativa convenienza economica.

44. In presenza di *switching cost*, il processo concorrenziale può esplicarsi in due momenti: (a) al momento del rimpiazzo del sistema di riscaldamento o della scelta del sistema da installare nella propria abitazione di nuova costruzione o ristrutturata, il consumatore mette in concorrenza tra loro i diversi sistemi di riscaldamento (concorrenza "*ex ante*"); (b) una volta effettuata la scelta del sistema di riscaldamento e acquistati i componenti durevoli (concorrenza "*ex post*"), gli *switching costs* limiteranno in maniera più o meno significativa la possibilità di cambiare sistema di riscaldamento e quindi la concorrenza tra sistemi; tuttavia, alla concorrenza "tra sistemi" si aggiungerà la possibile concorrenza tra fornitori del "bene di consumo" (combustibile o vettore energetico) compatibile con il bene durevole e quindi con il sistema di riscaldamento scelto.

45. Nel caso del TLR, l'assetto verticalmente integrato della fornitura del servizio fa sì che l'unica forma di concorrenza possibile sia quella proveniente dai sistemi alternativi di riscaldamento.

Tale concorrenza si esplica certamente *ex-ante* e può essere influenzata da *bias* cognitivi che impediscano di tenere correttamente conto di tutti gli elementi economici rilevanti.

Ai fini del presente procedimento, tuttavia, ciò che interessa maggiormente è la concorrenza che si sviluppa "*ex post*", cioè una volta che il TLR sia stato scelto da un consumatore come sistema di riscaldamento. Tale concorrenza dipende dagli *switching cost*. Solo degli *switching cost* verso sistemi alternativi sufficientemente bassi permetteranno alla concorrenza potenziale dei sistemi alternativi di controllare l'esercizio del potere di mercato da parte del gestore del teleriscaldamento.

⁴⁴ Un generatore cogenerativo può tuttavia essere utilizzato da sistemi differenti.

⁴⁵ Alcuni condomini destinatari di richieste di informazioni nelle loro risposte hanno rilevato che gli elementi radianti progettati per l'uso con acqua a temperature elevate proveniente dalla rete di teleriscaldamento non sarebbero efficienti in caso di passaggio alle moderne centrali a condensazione, che progettate per funzionare a temperature di mandata più basse (cfr. docc. 73, 74, 75).

III.1.5.1 *Switching costs monetari*

46. Gli *switching costs* monetari verso un sistema di riscaldamento alternativo sono dati dalla somma (i) dei costi che non dovrebbero essere sostenuti rimanendo con il TLR e (ii) dagli eventuali vantaggi di varia natura che verrebbero perduti a seguito della disconnessione dalla rete TLR.

Tra i primi vi sono (a) costi di disconnessione contrattuali, attualmente regolati dal “*Testo Unico della Regolazione dei criteri di determinazione dei corrispettivi di allacciamento e delle modalità di esercizio da parte dell’utente del diritto di recesso per i servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento*” (c.d. TUAR, contenuto nell’allegato A alla delibera n. 463/2021 e s.m.i.), che per i contratti sottoscritti dopo il 1° giugno 2018 li limita al solo corrispettivo di salvaguardia, Hera ha dichiarato che a tali contratti non richiede il corrispettivo di salvaguardia in caso di recesso⁴⁶, (b) il costo di acquisto delle apparecchiature necessarie a utilizzare un’altra tecnologia di produzione del calore⁴⁷, ivi inclusa l’eventuale connessione alla rete di distribuzione del combustibile o vettore energetico (gas, GPL, elettricità), (c) i costi di manutenzione e di gestione delle apparecchiature del sistema alternativo, (d) il costo di costruzione dei locali necessari all’alloggiamento della caldaia e dell’eventuale deposito di combustibile, qualora essi non siano già presenti / disponibili.

Tra i secondi vi sono: (a) il favorevole trattamento fiscale del calore prodotto in impianti cogenerativi e destinato a utenti domestici, per il quale l’IVA è pari al 10% invece che al 22%, (b) eventuali vantaggi fiscali legati all’uso di particolari fonti di calore, quale l’energia geotermica, (c) vantaggi dovuti all’eventuale attribuzione di una classe energetica più elevata a causa dell’allacciamento al teleriscaldamento.

Affinché il passaggio dal TLR a una tecnologia di riscaldamento alternativa sia conveniente, il risparmio di spesa permesso da tale tecnologia deve essere superiore a tali *switching costs*.

47. ARERA ha fornito una stima degli *switching cost* verso le moderne caldaie a condensazione a gas naturale nella propria indagine conoscitiva sul teleriscaldamento. Assumendo che non vi siano né costi di disconnessione, né costi di adeguamento dell’edificio o di collegamento alla rete gas, né benefici fiscali o di altro genere legati al TLR, e attribuendo le spese di gestione e manutenzione annuali al costo della fornitura del calore con la tecnologia alternativa, lo *switching cost* si riduce al costo della nuova caldaia a condensazione, il quale, nelle ipotesi dell’ARERA⁴⁸, per una utenza

⁴⁶ Hera ha dichiarato (cfr. doc. 5) di applicare per le procedure di recesso dal servizio di teleriscaldamento (disattivazione o scollegamento così come definiti dall’articolo 1 del TUAR) quanto stabilito nel TUAR e nel RQCT - “*Regolazione della qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento*” (delibera n. 661/2018 e delibera n. 526/2021) in merito a tempi, modi e costi oltre ad eventuali indennizzi da corrispondere agli utenti. In particolare, in linea con quanto previsto dall’articolo 6 del TUAR, gli utenti di Hera possono recedere dal contratto di fornitura del TLR in qualunque momento, con un periodo di preavviso di un mese presentando richiesta di disattivazione o scollegamento dalla rete mediante qualunque punto di contatto: sportelli fisici, web, servizi online, telefono e e-mail. All’utente non viene applicato alcun onere per il recesso, né il corrispettivo di salvaguardia previsto dall’articolo 9 del TUAR. Conseguentemente alla richiesta di disattivazione/scollegamento, Hera Spa pone in essere tutte le attività previste dall’articolo 8 del TUAR. Hera ha altresì dichiarato di avere a Ferrara n. 18 contratti in essere, sottoscritti prima della data di entrata in vigore del TUAR, con clausole che prevedono vincoli temporali di durata del contratto. A tali contratti saranno comunque applicate le disposizioni transitorie di cui all’articolo 7.4 del TUAR stesso.

⁴⁷ I costi irreversibili di entrata nel sistema, per quanto irrecuperabili, possono legittimamente essere inclusi – per la porzione non ancora ammortizzata - nel calcolo di convenienza relativo alla scelta di cambiare sistema di riscaldamento, in particolare se i decisori sono soggetti a vincoli finanziari (cfr. McAfee R.P., Mialon H.M., Mialon S.H. (2010): *Do Sunk Costs Matter?*, *Economic Inquiry*, 48(2), pp. 323-336).

⁴⁸ Più precisamente, l’ARERA: (i) ha determinato il costo specifico di installazione della caldaia a condensazione a gas naturale sulla base del massimale di costo per il riconoscimento degli incentivi fiscali di cui all’Allegato I del decreto del ministero dello sviluppo economico 6 agosto 2020, pari a 180 €/kW; (ii) ha assunto che non vi fossero ulteriori costi di

condominiale “tipo”⁴⁹ è pari a 21.600 euro⁵⁰; tale valore, tenuto conto dei benefici fiscali, della durata della caldaia e dei consumi attesi, si trasla in un costo attualizzato di realizzazione dell’impianto alternativo di poco più di 20.000 euro (ammortamenti inclusi), corrispondente, sulla base dei consumi di una utenza condominiale “tipo” lungo la vita della caldaia, a 9,3 €/MWh. Tale valore rappresenta il minimo risparmio di costo che deve essere garantito dalla produzione di calore con una caldaia a condensazione affinché sia conveniente lasciare il teleriscaldamento.

Secondo l’ARERA, fino al secondo trimestre 2021 incluso la mediana dei prezzi di listino dell’energia termica fornita con il teleriscaldamento è stata inferiore al prezzo soglia (costo evitato del riscaldamento con caldaia a condensazione, comprensivo delle spese di O&M + *switching cost*) ma superiore al costo evitato ricalcolato da ARERA, segnalando (i) la presenza di un numero significativo di offerte in cui la presenza di *switching costs* impediva l’abbandono del teleriscaldamento e (ii) che solo una minoranza di offerte risultava caratterizzata da un prezzo dell’energia termica inferiore o uguale al costo evitato. Nel periodo ottobre 2021 – marzo 2022 la mediana dei prezzi del teleriscaldamento si era invece portata al di sopra del prezzo soglia, rendendo conveniente lo *switching* per gran parte delle offerte di teleriscaldamento.

ARERA attribuisce l’assenza di *switching* massicci da un lato all’incertezza circa la durata di tale situazione, dall’altro alla razionalità limitata dei consumatori.

48. La stima fornita da ARERA deve essere considerata un limite minimo per il vantaggio di costo che il sistema alternativo deve garantire affinché sia conveniente lo *switching*.

Da un lato, infatti, essa non include i costi di installazione e messa in opera delle nuove caldaie e gli eventuali costi di installazione delle canne fumarie e allaccio delle caldaie condominiali alla rete di distribuzione del gas metano.

Dall’altro lato, la normativa nazionale e regionale vigente sembrerebbe di fatto vietare lo *switching* verso tecnologie meno efficienti del teleriscaldamento in termini di consumi di energia primaria e di emissioni in atmosfera e richiederebbe un significativo contributo da fonte rinnovabile (cfr. *infra*)⁵¹. Da questo punto di vista, il raffronto dovrebbe essere effettuato con un sistema ibrido, costituito da una caldaia a condensazione affiancata da un impianto fotovoltaico e/o una pompa di calore. Ciò comporta un aumento del costo base del sistema di generazione alternativo e quindi anche del vantaggio di costo richiesto al sistema alternativo al teleriscaldamento per giustificare lo *switching*. Tale aumento può essere significativo: le fatture prodotte da un condominio per l’installazione di un impianto ibrido composto da una caldaia a condensazione e da una pompa di calore indicano un costo base al kW pari a circa tre volte quello considerato da ARERA; considerati i maggiori consumi del condominio in questione, ciò si traduce in un vantaggio minimo di costo che il sistema alternativo deve garantire pari almeno al 160% di quello stimato dall’ARERA.

adeguamento dell’edificio al nuovo sistema di fornitura del servizio (ad esempio, adeguamento locali e impianto termico di edificio, collegamento alla rete gas); (iii) ha assunto una vita utile per la caldaia di 15 anni; (iv) ha considerato un tasso reale di sconto (costo opportunità del capitale) pari al 4% e (v) ha considerato benefici fiscali pari a una detrazione fiscale del 50% dei costi di investimento, ripartita su un periodo di dieci anni (c.d. “bonus caldaia”).

⁴⁹ Potenza pari a 120 kW e consumo annuo di 144 MWh.

⁵⁰ Tale valore appare coerente con i costi di acquisto riportati da un condominio (doc. 78).

⁵¹ Cfr. le dichiarazioni in questo senso dei condomini destinatari di richieste di informazioni (cfr. docc. 73-78).

Si noti che la normativa vigente (per esempio, l'Allegato IV al D.lgs. n. 199/2021) richiede degli elevati livelli minimi di efficienza per gli impianti ibridi, circostanza che concorre ad aumentare il costo di tali impianti.

49. Inoltre, in caso di disconnessione dalla rete di teleriscaldamento di Ferrara il consumatore perderebbe lo sconto fiscale pari a 21,9496 €/MWh concesso dall'articolo 8, comma 10, lettera f), della legge n. 448/1998 a causa dell'impiego dell'energia geotermica per alimentare la rete del teleriscaldamento di Ferrara.

Tale beneficio fiscale svolge un ruolo essenziale nell'assicurare la competitività del teleriscaldamento ferrarese, come testimoniato dalla Convenzione sottoscritta nel 2018 tra il Comune di Ferrara e Hera per la gestione del servizio di teleriscaldamento, dove al punto h) delle Premesse si afferma che *“l'applicazione agli utenti finali dei benefici fiscali di cui alla legge 448/98 (sconto fiscale a beneficio degli utenti finali pari a 21,9496 €/MWh) [rende] di fatto conveniente il costo del servizio di teleriscaldamento”*.

50. Perciò, lo *switching cost* monetario minimo per un utente del TLR ferrarese può essere stimato in oltre 30 €/MWh.

51. Infine, i bassi valori del *fattore di conversione in energia primaria non rinnovabile (FP_{nren})* dell'energia termica fornita dalla rete di TLR di Ferrara (cfr. *infra*) si traslano, a parità di condizioni, in valori più elevati di classificazione energetica dell'edificio allacciato alla rete di teleriscaldamento.

Molti condomini rispondenti hanno sostenuto che molti appartamenti, pur essendo stati costruiti negli anni '70, rientrano nelle classi energetiche B/C/D grazie all'allacciamento al teleriscaldamento⁵². Solo in un condominio la classe risulta essere inferiore, a causa delle elevate dispersioni di calore dovute alle modalità costruttive dell'edificio e alla mancata coibentazione delle condotte che portano il calore agli appartamenti⁵³.

Per i condomini che godono di una classe energetica elevata grazie al teleriscaldamento il passaggio a un sistema di riscaldamento a base prevalentemente fossile (qualora possibile) comporterebbe quindi un possibile peggioramento di classe energetica e un deprezzamento del valore degli appartamenti.

Ostacoli allo switching di carattere normativo: le barriere all'uscita create dalla normativa sulla prestazione energetica degli edifici

52. La normativa nazionale e regionale⁵⁴ italiana in tema di uso efficiente delle risorse energetiche contiene un importante plesso normativo volto al contenimento del consumo di energia degli edifici, aggiornato secondo le direttive europee.

⁵² Cfr. doc. 73-75, 78.

⁵³ Cfr. doc. 76.

⁵⁴ I controlli sul rispetto delle prescrizioni energetiche in edilizia sono di competenza delle amministrazioni locali. Per quanto qui di interesse, le norme nazionali sono state trasposte nella normativa della Regione Emilia, in particolare nell'“*Atto di coordinamento tecnico regionale per la definizione dei requisiti minimi di prestazione energetica degli edifici*” di cui alla deliberazione n. 967/2015, modificata da ultimo dalla delibera della Giunta Regionale della Regione Emilia Romagna n. 1261 del 25 luglio 2022, nonché nella deliberazione n. 1275 del 07 settembre 2015 “*Approvazione delle disposizioni regionali in materia di attestazione della prestazione energetica degli edifici (certificazione energetica) (articolo 25-ter L.R. 26/2004 e s.m.i.)*”, da ultimo modificata con la delibera 1380 del 19 ottobre 2020.

53. In particolare, l'articolo 8 del D.lgs. 192/2005, concernente l'attuazione delle direttive comunitarie in tema di prestazione energetiche dell'edilizia⁵⁵, dispone la redazione di una relazione tecnica di progetto attestante la rispondenza alle prescrizioni per il contenimento del consumo di energia degli edifici e dei relativi impianti termici, da depositare presso le amministrazioni competenti per il rilascio dei prescritti titoli abilitativi e ai fini delle verifiche sul rispetto delle suddette prescrizioni⁵⁶.

Tale relazione deve essere redatta secondo gli schemi di cui al D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico del 26/6/2015, recante "*Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici*". Tali schemi hanno contenuto analogo a quello dello schema di cui all'Allegato E del medesimo d. lgs., tuttora vigente, che disciplinava originariamente il contenuto della c.d. *Relazione tecnica ex Legge 10*, prevista dall'articolo 28 del D.lgs. n. 10/1991 (ora abrogato) per attestare la rispondenza dell'impianto termico e dell'edificio alle prescrizioni in materia di contenimento del consumo energetico degli edifici⁵⁷.

54. L'articolo 4, comma 5, del DPR 59/2009, recante il regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del D.lgs. n. 192/2005, stabiliva altresì che "*nel caso di nuova installazione e ristrutturazione di impianti termici o sostituzione di generatori di calore [in edifici esistenti], si*

⁵⁵ Il D.lgs. n. 192/2005 è stato originariamente promulgato in attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia. È stato in seguito modificato in attuazione delle successive direttive e attualmente reca "*Attuazione della direttiva (UE) 2018/844, che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, della direttiva 2010/31/UE, sulla prestazione energetica nell'edilizia, e della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia*".

⁵⁶ Cfr. il testo vigente dell'articolo 8: "*1. Il progettista o i progettisti, nell'ambito delle rispettive competenze edili, impiantistiche termotecniche, elettriche e illuminotecniche, devono inserire i calcoli e le verifiche previste dal presente decreto nella relazione tecnica di progetto attestante la rispondenza alle prescrizioni per il contenimento del consumo di energia degli edifici e dei relativi impianti termici, che il proprietario dell'edificio, o chi ne ha titolo, deve depositare presso le amministrazioni competenti, in doppia copia, contestualmente alla dichiarazione di inizio dei lavori complessivi o degli specifici interventi proposti, o alla domanda di acquisizione del titolo abilitativo [...].*

1-bis. In attuazione dell'articolo 6, paragrafi 1 e 2, della direttiva 2010/31/UE, in caso di edifici di nuova costruzione, e dell'articolo 7, in caso di edifici soggetti a ristrutturazione importante, nell'ambito della relazione di cui al comma 1 è prevista una valutazione, da effettuarsi in fase di progettazione, della fattibilità tecnica, ambientale ed economica per l'inserimento di sistemi alternativi ad alta efficienza, tra i quali sistemi di fornitura di energia rinnovabile, cogenerazione, teleriscaldamento e teleraffrescamento, pompe di calore e sistemi di monitoraggio e controllo attivo dei consumi. La valutazione della fattibilità tecnica di sistemi alternativi deve essere documentata e disponibile a fini di verifica.

2. La conformità delle opere realizzate rispetto al progetto e alle sue eventuali varianti e alla relazione tecnica di cui al comma 1, nonché l'attestato di qualificazione energetica dell'edificio come realizzato, devono essere asseverati dal direttore dei lavori e presentati al comune di competenza contestualmente alla dichiarazione di fine lavori senza alcun onere aggiuntivo per il committente. La dichiarazione di fine lavori è inefficace a qualsiasi titolo se la stessa non è accompagnata da tale documentazione asseverata.

3. Una copia della documentazione di cui ai commi 1 e 2 è conservata dal comune, anche ai fini degli accertamenti di cui al comma 4. A tale scopo, il comune può richiedere la consegna della documentazione anche in forma informatica.

4. Il Comune, anche avvalendosi di esperti o di organismi esterni, qualificati e indipendenti, definisce le modalità di controllo, ai fini del rispetto delle prescrizioni del presente decreto, accertamenti e ispezioni in corso d'opera, ovvero entro cinque anni dalla data di fine lavori dichiarata dal committente, volti a verificare la conformità alla documentazione progettuale di cui al comma 1. [...]."

⁵⁷ Cfr. docc. 73-78. L'Allegato E del d. lgs. n. 192/2005 nella versione vigente fa tuttora riferimento nel titolo alla relazione tecnica prevista dall'articolo 28 del D.lgs. n. 10/1991, recante "*Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia*", volta ad attestare la rispondenza dell'impianto termico e dell'edificio alle prescrizioni in materia di contenimento del consumo energetico degli edifici contenute nel D.lgs. n. 10/1991. L'articolo 28 del D.lgs. n. 10/1991 è stato abrogato dal medesimo D.lgs. n. 48/2020 che ha modificato da ultimo il D. lgs. n. 191/2005, adeguandone le prescrizioni alla direttiva UE 844/2018 e mantenendo in vigore l'Allegato E. I contenuti e la funzione di tale relazione sopravvivono integralmente in quelle previste dal D.lgs. n. 192/2005 nella sua formulazione vigente e dai relativi decreti di attuazione.

procede al calcolo del rendimento globale medio stagionale dell'impianto termico e alla verifica che lo stesso risulti superiore al valore limite riportato al punto 5 dell'allegato C al decreto legislativo. Nel caso di installazioni di potenze nominali del focolare maggiori o uguali a 100 kW, è fatto obbligo di allegare alla relazione tecnica di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo [192/2005], una diagnosi energetica dell'edificio e dell'impianto nella quale si individuano gli interventi di riduzione della spesa energetica, i relativi tempi di ritorno degli investimenti, e i possibili miglioramenti di classe dell'edificio nel sistema di certificazione energetica in vigore, e sulla base della quale sono state determinate le scelte impiantistiche che si vanno a realizzare.”⁵⁸.

55. Questa previsione è stata ribadita e ampliata dall'Allegato 1 al citato Decreto 26 giugno 2015 sui requisiti minimi.

Con riferimento infatti agli interventi di riqualificazione degli impianti tecnici⁵⁹, il punto 1 della sezione 5.3 (“Requisiti e prescrizioni per la riqualificazione degli impianti tecnici”) dispone che “*Nel caso di ristrutturazione o di nuova installazione di impianti termici di potenza termica nominale del generatore maggiore o uguale a 100 kW, ivi compreso il distacco dall'impianto centralizzato anche di un solo utente/condomino, deve essere realizzata una diagnosi energetica dell'edificio e dell'impianto che metta a confronto le diverse soluzioni impiantistiche compatibili e la loro efficacia sotto il profilo dei costi complessivi (investimento, esercizio e manutenzione). La soluzione progettuale prescelta deve essere motivata nella relazione tecnica⁶⁰ di cui [all'articolo 8, comma 1, del D.lgs. n. 192/2005 e al paragrafo 2.2 del presente D.M.], sulla base dei risultati della diagnosi. La diagnosi energetica deve considerare, in modo vincolante ma non esaustivo, almeno le seguenti opzioni:*

- a) impianto centralizzato dotato di caldaia a condensazione con contabilizzazione e termoregolazione del calore per singola unità abitativa;*
 - b) impianto centralizzato dotato di pompa di calore elettrica o a gas con contabilizzazione e termoregolazione del calore per singola unità abitativa;*
 - c) le possibili integrazioni dei suddetti impianti con impianti solari termici;*
 - d) impianto centralizzato di cogenerazione;*
 - e) stazione di teleriscaldamento collegata a una rete efficiente come definita al decreto legislativo n. 102 del 2014;*
- [...].”

La scelta tra le opzioni considerate dovrà avvenire, secondo le prescrizioni generali del D.M. in questione, in modo da “*assicurare, in relazione al progresso della tecnica e tenendo conto del principio di efficacia sotto il profilo dei costi, il massimo contenimento dei consumi di energia non rinnovabile e totale*”⁶¹.

⁵⁸ Il DPR 59/2009 è stato abrogato dall'emanazione dei decreti ministeriali del 26 giugno 2015 di attuazione del D.lgs. n. 192/2005.

⁵⁹ Sono definiti tali tutti gli interventi che abbiano comunque un impatto sulla prestazione energetica dell'edificio e interessino non più del 25% “*della superficie disperdente lorda complessiva dell'edificio e/o consistano nella nuova installazione, nella ristrutturazione di un impianto termico asservito all'edificio o in altri interventi parziali, ivi compresa la sostituzione del generatore*” (cfr. sez. 1.4.2 dell'Appendice 1 al D.M. del 26/6/2015).

⁶⁰ Tale Relazione tecnica è dovuta in tutti i casi in cui la sostituzione dei generatori di calore comporti un cambio di combustibile (per esempio, con il passaggio da gas metano a biomassa) o di tipologia di generatore (cfr. punto 2, sezione 2.2 dell'Appendice 1 al D.M. del 26/6/2015).

⁶¹ Cfr. punto 1, sezione 2.3 dell'Appendice 1 al D.M. del 26/6/2015.

56. La normativa della Regione Emilia Romagna ribadisce e specifica gli obblighi imposti dalla legislazione nazionale. L'articolo 8 della delibera n. 967/2015 vigente, rubricato "*Documentazione tecnica, titoli abilitativi, accertamenti*", ribadisce l'obbligatorietà del rispetto dei requisiti minimi di prestazione energetica (trasposti nell'Allegato 2 alla deliberazione) per tutti gli interventi sul patrimonio edilizio regionale, a prescindere dalla necessità di un titolo abilitativo per eseguirli e del tipo di titolo abilitativo⁶², ove richiesto, nonché l'obbligo di redazione della relazione tecnica di progetto che attesta il rispetto delle prescrizioni per il contenimento del consumo di energia degli edifici e dei relativi impianti termici previsti dalla normativa regionale e con la quale il progettista abilitato assevera che l'intervento da realizzare è conforme ai requisiti di prestazione energetica di cui alla normativa regionale vigente. Tale relazione dovrà essere allegata alla richiesta del titolo abilitativo o, in caso di interventi di edilizia libera, conservato dal proprietario dell'immobile o dall'amministratore del condominio⁶³.

57. La normativa vigente prevede quindi un confronto tra le opzioni che soddisfano i requisiti minimi di efficienza media stagionale o di efficienza di generazione (per la mera sostituzione del generatore) previsti dal D.M. e prescrive la scelta di quella che permette di contenere l'utilizzo di fonti non rinnovabili e i consumi energetici totali, tenuto conto dei costi relativi.

In tale confronto, il fatto che un edificio sia allacciato a una rete di teleriscaldamento efficiente in cui il calore da teleriscaldamento provenga in maniera sostanziale da fonti rinnovabili, come accade a Ferrara, rende con ogni probabilità perdente l'alternativa basata su caldaie a condensazione a gas naturale.

In tali situazioni, la soluzione alternativa al mantenimento dell'allaccio al teleriscaldamento deve essere identificata in impianti ibridi, più costosi della sola caldaia a condensazione a gas metano.

58. Il confronto tra le diverse opzioni a disposizione di un utente è imperniato sui consumi totali di energia primaria, distinti in consumi da fonte rinnovabile e non rinnovabile. Sono tali consumi, che dipendono anche alle caratteristiche edilizie dell'edificio, che determinano la prestazione energetica degli edifici e la classe energetica corrispondentemente assegnata all'edificio e alle unità immobiliari che lo compongono, che ne influenza anche il valore di mercato.

La prestazione energetica degli edifici è determinata sulla base della quantità di energia necessaria annualmente per soddisfare le esigenze legate a un uso standard dell'edificio e corrisponde al

⁶² "[...] il rispetto dei requisiti minimi di cui all'Allegato 2 è obbligatorio, con la gradualità ivi indicata, per tutti gli interventi di cui all'articolo 3, indipendentemente dal fatto che essi siano soggetti a titolo abilitativo ai sensi della Legge Regionale n. 15/2013, o siano riconducibili ai casi di cui all'articolo 7 della medesima Legge Regionale 15/2013" (articolo 8, comma 1, delibera n. 967/2015).

⁶³ Cfr. i commi 2-4 dell'articolo 8 della delibera n. 967/2015: "2. Ai sensi dell'articolo 8 comma 1 del Decreto [192/2005], il progettista o i progettisti, nell'ambito delle rispettive competenze, edili, impiantistiche termotecniche, elettriche e illuminotecniche, devono predisporre una relazione tecnica di progetto attestante la rispondenza alle prescrizioni per il contenimento del consumo di energia degli edifici e dei relativi impianti termici di cui al presente atto, tenuto conto delle eventuali eccezioni puntualmente indicate in Allegato 2".

3. La relazione tecnica di progetto di cui al comma 2 deve essere predisposta sulla base dello schema riportato in Allegato 4, con riferimento alla tipologia di intervento prevista, e contiene la dichiarazione con cui il progettista abilitato assevera che l'intervento da realizzare:

a) è compreso nelle tipologie di intervento elencate nell'articolo 3;

b) è conforme ai requisiti di prestazione energetica di cui all'Allegato 2 applicabili.

4. Ai sensi dell'articolo 8 comma 1 del Decreto, il proprietario dell'edificio, o chi ne ha titolo, allega la relazione tecnica di cui al comma 2 alla richiesta/presentazione del titolo abilitativo o alla comunicazione di inizio attività. Nel caso di attività edilizia libera eseguibile senza comunicazione, la relazione è conservata dal proprietario o da chi ne ha titolo, tra cui l'amministratore di condominio".

fabbisogno energetico annuale globale in energia primaria per il riscaldamento, il raffrescamento, per la ventilazione, per la produzione di acqua calda sanitaria.

La quantità di energia primaria è determinata applicando alla quantità dei vettori energetici impiegati nello specifico sistema di riscaldamento degli appositi fattori di conversione⁶⁴.

59. Il citato D.M stabilisce per il gas naturale il fattore di conversione in energia primaria non rinnovabile ($f_{P,nren}$) è pari a 1,05. Tale fattore è uguale al fattore di conversione in energia primaria totale, dato che il fattore di conversione in energia primaria rinnovabile ($f_{P,ren}$) è ovviamente nullo.

60. Per quanto riguarda il teleriscaldamento, il D.M. 26 giugno 2015 prevede che *“al fine di consentire il calcolo della prestazione energetica degli edifici e delle unità immobiliari allacciate a impianti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, i gestori si dotano di certificazione atta a comprovare i fattori di conversione in energia primaria dell’energia termica fornita al punto di consegna dell’edificio. Tale certificazione è rilasciata, in conformità alla normativa tecnica vigente da un ente di certificazione accreditato da ACCREDIA, o da altro ente di Accreditamento firmatario degli accordi EA di Mutuo riconoscimento per lo schema specifico. Il certificato ha validità di due anni. Rimane salva la validità temporale degli attestati di prestazione energetica degli edifici già redatti. Il gestore della rete di teleriscaldamento o di tale raffrescamento rende disponibile, sul proprio sito internet, copia del certificato con i valori dei fattori di conversione.”*

In assenza di valori certificati, si applicherebbero quelli indicati nel D.M. ($f_{P,nren} = 1,5$ e $f_{P,ren} = 0$).

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha tuttavia autorizzato, nelle more della definizione della procedura di certificazione, l’utilizzo dei fattori dichiarati e pubblicati sui siti dai fornitori del servizio.

61. Hera dichiara attualmente sul proprio sito istituzionale⁶⁵ per la rete di teleriscaldamento di Ferrara un fattore di conversione in energia primaria non rinnovabile ($f_{P,nren}$) pari a 0,21 e un fattore di conversione in energia primaria rinnovabile ($f_{P,ren}$) pari a 0,79.

Dalla documentazione agli atti⁶⁶ risulta che nel 2022 il fattore di conversione in energia primaria non rinnovabile ($f_{P,nren}$) era pari a 0,32.

62. Il confronto tra i fattori di conversione forniti da Hera e il fattore di conversione per il gas naturale indicato dal D.M. fa chiaramente emergere come, a parità di altre condizioni dell’edificio, a Ferrara la prestazione energetica risultante dall’allacciamento al teleriscaldamento sia significativamente migliore di quella ottenibile mediante l’adozione di una tecnologia di riscaldamento a fonte fossile oppure ibrida con dominanza della fonte fossile.

Tale circostanza è confermata dal consulente energetico di una società proprietaria di diversi condomini allacciati alla rete di teleriscaldamento ferrarese, secondo il quale la diagnosi energetica prevista dalla legge avrebbe rivelato che la soluzione alternativa individuata per il condominio analizzato (caldaia a condensazione a gas naturale + pompa di calore) non avrebbe raggiunto i *“requisiti di risparmio energetico necessari per poter effettuare l’intervento”*, in quanto *“il fattore di conversione del vettore energetico “Teleriscaldamento” (dichiarato da Hera S.p.A.) $f_{P,nren}$*

⁶⁴ Mediante appositi fattori di emissione possono essere poi determinate anche le emissioni di CO₂ per i diversi vettori energetici.

⁶⁵ <https://www.gruppohera.it/offerte-e-servizi/casa/teleriscaldamento/dati-per-certificazione-energetica>.

⁶⁶ Cfr. doc. 78, allegato 1.

(fattore di conversione in energia primaria non rinnovabile) = 0,32 comportava il raggiungimento di prestazioni energetiche così elevate da poter essere ottenute soltanto con pompe di calore supportate da un consistente contributo di impianti fotovoltaici, che nel nostro caso avrebbero dovuto essere di potenza e costo troppo elevati per risultare convenienti anche sul piano economico. Sulla base delle suddette considerazioni è risultata con tutta evidenza l'impraticabilità di soluzioni alternative al TLR per la fornitura di energia termica ai Plessi in oggetto"⁶⁷.

63. In altri termini, il peso delle fonti rinnovabili nel teleriscaldamento ferrarese agisce come un ostacolo all'abbandono del teleriscaldamento, alla luce degli obiettivi di riduzione del consumo energetico degli edifici perseguiti dalla legislazione nazionale e comunitaria e dei corrispondenti stringenti requisiti imposti in caso di modifica dell'impianto termico esistente.

64. Infine, l'allacciamento a una rete di teleriscaldamento efficiente consente, sia per la normativa nazionale (cfr. allegato III, D.lgs. n. 199/2021) che per quella regionale (sezione B.7.1, comma 5, della delibera n. 967/2015 della Regione Emilia Romagna), di soddisfare automaticamente gli elevati requisiti di apporto di energia termica da fonti rinnovabili ivi previsti per gli edifici di nuova costruzione o sottoposti a una ristrutturazione rilevante.

Tale circostanza potrebbe disincentivare i condomini che prevedono di doversi sottoporre nel prossimo futuro a una ristrutturazione rilevante (per esempio perché dotati di involucro e impianti interni obsoleti che producono gravi dispersioni termiche) a disconnettersi dalla rete di teleriscaldamento, per evitare di incorrere in ulteriori costi per adeguarsi alla normativa più recente in tema di efficienza energetica.

La medesima normativa, peraltro, incentiva l'allacciamento al teleriscaldamento esponendo i consumatori all'esercizio del potere di mercato *ex post*, che il legislatore ha voluto evitare attribuendo all'ARERA poteri regolatori anche sulle tariffe del servizio di TLR.

III.1.5.2 Ostacoli di carattere normativo: le regole condominiali

65. Ulteriori ostacoli all'abbandono del teleriscaldamento all'interno di un condominio sono creati dalla necessità di raggiungere le maggioranze previste dalla legge in caso di passaggio dell'intero condominio a un sistema di riscaldamento alternativo al teleriscaldamento e dalle regole che governano il distacco individuale.

66. In linea generale, l'abbandono del sistema di teleriscaldamento da parte dell'intero condominio con contemporanea adozione di una caldaia centralizzata va qualificato come un atto di amministrazione straordinaria⁶⁸, sostituendo un impianto comune con un altro avente la stessa funzione ma comportando una spesa significativa e l'incidenza sull'uso delle parti comuni⁶⁹. Esso richiede quindi, come previsto dagli artt. 1120 e 1136 del Codice Civile, il voto favorevole di tanti condomini che rappresentino la maggioranza degli intervenuti all'assemblea condominiale e almeno i due terzi del valore dell'edificio se vi sono già delle parti comuni dedicate o facilmente dedicabili alla caldaia condominiale.

⁶⁷ Cfr. doc. 78, allegato 1.

⁶⁸ Si tratta di una manutenzione straordinaria, soggetta alle comunicazioni di cui agli articoli 6-bis e 22 del DPR 380/2001.

⁶⁹ Cfr. Corte di cassazione (Sez. 2 Civile), ordinanza n. 5663/2024.

67. Nell'ipotesi il sistema alternativo al teleriscaldamento contempli l'utilizzo di fonti rinnovabili⁷⁰ e comporti il contenimento del consumo energetico rispetto al teleriscaldamento, come attestato da una diagnosi energetica realizzata da un tecnico abilitato o da un attestato di prestazione energetica, è possibile avvalersi dei benefici previsti dall'articolo 26, comma 2, del D.lgs. n. 10/1991, che prevede che in questi casi le decisioni condominiali sono valide se adottate con la maggioranza degli intervenuti, se il numero di voti favorevoli rappresenta almeno un terzo del valore dell'edificio.

Tale ipotesi, come osservato in precedenza, appare di difficile accadimento a Ferrara, data la prevalenza di fonti rinnovabili e i conseguenti bassi valori del consumo di energia primaria non rinnovabile.

68. Tuttavia, qualora dovessero essere modificate le destinazioni delle parti comuni (ad esempio, per creare un adeguato locale caldaia), allora la necessità di rispettare l'ultimo comma dell'articolo 1120 (*"Sono vietate le innovazioni [...] che rendano talune parti comuni dell'edificio inservibili all'uso o al godimento anche di un solo condomino"*) non permette di escludere a priori che la decisione di modifica della tecnologia di riscaldamento richieda l'unanimità.

69. Tali regole rafforzano quindi gli *switching cost* monetari, rendendo essenziale la dimostrazione nella relazione tecnica dei benefici energetici apportati dal sistema alternativo prescelto rispetto al teleriscaldamento per potersi avvalere delle regole che permettono tale passaggio anche in assenza del consenso di abbastanza condomini da rappresentare la maggioranza assoluta dei millesimi.

70. Il passaggio dal teleriscaldamento alle caldaie individuali per tutto il condominio (con conseguente rimozione dello scambiatore) appare invece richiedere l'unanimità dei condòmini, a meno che non sia possibile dimostrare che un sistema di moderne caldaie individuali sia energeticamente più efficiente e non comporti emissioni significativamente maggiori dell'attuale sistema di teleriscaldamento (nel qual caso la decisione potrebbe beneficiare della maggioranza semplice prevista dall'articolo 26 della legge 10/1991).

Assente tale dimostrazione, la decisione di abbandono del riscaldamento centralizzato richiede che tutti i condòmini contemporaneamente esercitino il proprio diritto potestativo di distacco dalla rete di teleriscaldamento. L'unanimità della decisione di abbandono garantisce infatti che nessun condomino voglia continuare a usare le parti comuni dell'edificio costituite dalle tubature che dallo scambiatore portano il calore ai singoli appartamenti e quindi assicura che non si incorra nel divieto di cui all'ultimo comma dell'articolo 1120 del Codice Civile.

Si tratta quindi di una decisione che può essere bloccata anche dal parere contrario di un solo condomino e quindi di difficile attuazione.

71. Quanto invece al distacco individuale dal sistema di teleriscaldamento cui è allacciato il condominio, esso è condizionato alla dimostrazione che il distacco dall'impianto di TLR non determini notevoli squilibri di funzionamento dell'impianto stesso o aggravii di spesa per gli altri condòmini, come stabilito dall'articolo 1118 del Codice Civile e confermato dalla Corte di Cassazione⁷¹.

⁷⁰ Ivi incluse *"le risorse geotermiche [e] la trasformazione dei rifiuti organici"* (articolo 1, comma 3, D.lgs. n. 10/1991).

⁷¹ *"Il diritto potestativo di ciascun condomino di abdicare dall'uso dell'impianto comune di riscaldamento, affinché possa costituirsi un impianto autonomo, opera sempre che l'interessato provi che dal distacco deriverà una effettiva proporzionale riduzione delle spese di esercizio e non si verificherà un pregiudizio del regolare funzionamento dell'impianto centrale stesso: segnatamente che da tale disattivazione non derivi né un aggravio di spese per coloro che continuano a fruire del riscaldamento centralizzato, né uno squilibrio termico dell'intero edificio, pregiudizievole per la*

A seguito del distacco, tuttavia, *“il condomino [...] rimane obbligato a pagare le sole spese di conservazione di quest'ultimo - quali, ad esempio, quelle di sostituzione della caldaia -, perché l'impianto centralizzato è comunque un accessorio di proprietà comune, al quale egli potrà, in caso di ripensamento, riallacciare la propria unità immobiliare”*.

Tali spese, secondo alcuni condomini ferraresi, sarebbero comunque significative e potrebbero giungere, in virtù della suddivisione delle quote fisse del teleriscaldamento su base millesimale, anche al 20%-30% della spesa individuale del teleriscaldamento, dissuadendo il distacco individuale.

III.1.5.3 Ostacoli allo switching legati alla razionalità limitata dei consumatori

72. La percezione da parte dei consumatori che lo switching dal TLR ad altre tecnologie di riscaldamento più efficienti energeticamente richieda un investimento iniziale troppo ingente per risultare conveniente potrebbe essere rafforzata da note “distorsioni” del comportamento dei consumatori, legate al cosiddetto *“energy efficiency paradox”* – l’incapacità dei consumatori di adottare tecnologie energeticamente più efficienti.

Come argomentato dalla letteratura teorica e dimostrato da quella empirica⁷², tale (apparente) paradosso nasce dalla tendenza dei consumatori a impiegare implicitamente nei propri ragionamenti tassi di sconto molto elevati, che portano a un rapido decadimento del peso dei futuri benefici apportati dalle tecnologie più efficienti, accentuando, per converso, il peso dell’investimento iniziale nel calcolo del valore attuale netto dell’investimento, facendolo risultare negativo.

Tale effetto può essere rafforzato dall’utilizzo di metodi di valutazione degli investimenti più semplici e meno accurati del valore scontato netto (per esempio il *payback period*), portando a valutare negativamente investimenti con tempi di ritorno oltre 5 anni⁷³.

73. Tali distorsioni possono riguardare anche figure professionali come gli amministratori di condominio, tipicamente coinvolti nella gestione della fornitura del TLR e nelle eventuali discussioni circa la modifica del sistema di riscaldamento.

Nel fascicolo sono presenti infatti tracce di tali “distorsioni”, quali un investimento in un sistema ibrido che presentava un VAN positivo (e quindi avrebbe dovuto essere realizzato), ma che non è

regolare erogazione dei servizi (Cass. n. 7708 del 2007; Cass. n. 15079 del 2006; Cass. n. 5974 del 2004). Tale facoltà è espressamente recepita dall'ordinamento, posto che l'articolo 1, lett. I), del d.P.R. 26 agosto 1993, n. 412 prevede la possibilità per il condomino di installare un impianto termico a risparmio energetico, previo distacco dall'impianto centralizzato. Da ultimo, l'articolo 1118 c.c., come modificato dalla legge n. 220/2012, consente al condomino di distaccarsi dall'impianto centralizzato - di riscaldamento o di raffreddamento - condominiale allorché una siffatta condotta non determini notevoli squilibri di funzionamento dell'impianto stesso o aggravii di spesa per gli altri condòmini, e dell'insussistenza di tali pregiudizi quel condomino deve fornire la prova, mediante preventiva informazione corredata da documentazione tecnica, salvo che l'assemblea condominiale abbia autorizzato il distacco sulla base di una propria, autonoma valutazione del loro non verificarsi (Cass. n. 22285 del 2016). In siffatta evenienza, il condomino autorizzato a rinunciare all'uso del riscaldamento centralizzato e a distaccare le diramazioni della sua unità immobiliare dall'impianto comune rimane obbligato a pagare le sole spese di conservazione di quest'ultimo - quali, ad esempio, quelle di sostituzione della caldaia -, perché l'impianto centralizzato è comunque un accessorio di proprietà comune, al quale egli potrà, in caso di ripensamento, riallacciare la propria unità immobiliare” (Ordinanza della Corte di Cassazione n. 26185/2023, pubblicata in data 8 settembre 2023).

⁷² Cfr. per esempio, Burlinson, Andrew & Giulietti, Monica & Battisti, Giuliana, 2018. *“Technology adoption, consumer inattention and heuristic decision-making: Evidence from a UK district heating scheme,” Research Policy*, Elsevier, vol. 47(10), pages 1873-1886.

⁷³ Cfr. Giulietti et. altri, cit.

stato intrapreso perché l'amministrazione condominiale ha ritenuto che il tempo di ritorno decennale⁷⁴ sarebbe stato eccessivo.

III.2. Il servizio di teleriscaldamento ferrarese

III.2.1. Le fonti di calore

74. La rete di teleriscaldamento di Ferrara, entrata in attività alla fine degli anni '80, è il risultato di un progetto di valorizzazione della risorsa geotermica come fonte primaria per una rete di TLR a dimensione urbana.

Tale progetto consiste nello sfruttamento del fluido geotermico proveniente dal bacino sotterraneo di acqua calda (100° circa) a forte contenuto salino situato in località Casaglia (FE), scoperto nell'ambito delle attività di ricerca mineraria svolte nell'area di Ferrara congiuntamente da Agip S.p.A. e Enel; il fluido, pompato verso la superficie attraverso due pozzi di prelievo, cede la propria energia termica alla rete di TLR mediante uno scambiatore posto all'inizio del termodotto che convoglia l'energia termica verso la rete di distribuzione del calore di Ferrara; il fluido è poi reiniettato nel sottosuolo per garantire la stabilità geotecnica di quest'ultimo.

75. Il calore di origine geotermica è stato affiancato fin dall'inizio da caldaie di integrazione e riserva alimentate a gas naturale.

Dal 1993 la rete è alimentata anche dal calore proveniente dalla combustione dei rifiuti nel termovalorizzatore di Ferrara, di proprietà di Herambiente S.p.A.. Il nuovo termovalorizzatore è entrato in servizio nel 2017.

La tabella 2 fotografa la consistenza attuale degli impianti di generazione del calore immesso nella rete di Ferrara.

Tabella 2: Impianti della rete di Ferrara

	Attuale proprietà impianto	Potenza termica (MWt)	Potenza elettrica (MWe)	Anno di installazione
Pozzo geotermico	RTI Hera / EGP	14		1987
Termovalorizzatore rifiuti urbani	Herambiente	30	16	2017
Caldaie di integrazione e riserva	Hera	46,5		1987
Caldaie di integrazione e riserva	Hera	42		2004
Caldaie di integrazione e riserva	Hera	19		2007-8
Caldaie di integrazione e riserva	Hera	5,2		2019

Fonte: Annuario AIRU 2023

⁷⁴ Cfr. doc. 73.

76. Quanto al peso dei diversi impianti e quindi delle diverse fonti nel calore immesso nella rete, vanno rilevati la diminuzione nel tempo del ricorso alle caldaie di integrazione e riserva - che dopo essersi stabilizzato intorno al 16% del calore prodotto ha visto una nuova diminuzione nel 2022-23 e risulta essere attualmente dedicato prevalentemente alla produzione di acqua calda – e l’aumento della produzione geotermica nel 2021-23 a oltre [80-90]* GWh contro una media di circa 65 GWh del periodo 2010-2020.

Tabella 3: andamento del calore immesso dalle diverse fonti nella rete di Ferrara

	2010		2013		2017		2018		2019		2020	
	GWh	%										
GEO	66,20	35	71,79	39	71,73	41	63,54	36	67,41	39	47,68	28
WTE	52,61	28	82,26	45	74,20	43	90,15	51	81,58	47	96,89	56
Gas naturale	69,58	37	28,97	16	27,42	16	21,88	12	27,83	14	27,25	16

	2021		2022		2023	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
GEO	[80-90]	44	[90-100]	53	[80-90]	55
WTE	[70-80]	39	[60-70]	39	[60-70]	40
Gas naturale	[30-40]	17	[10-20]	7	[5-10]	5

Fonti: 2010-2013: Annuari AIRU; 2017-23: doc. 38.2, doc. 51.2, doc. 81

77. Per quanto riguarda la fonte geotermica, nel 1983 Agip ed Enel hanno concluso con il comune di Ferrara un contratto di somministrazione in esclusiva di energia geotermica, di durata [omissis]⁷⁵, prorogabile di cinque anni in cinque anni sulla base dell’andamento della domanda e delle condizioni del campo geotermico.

Nel 1984 Agip ed Enel hanno ottenuto una concessione mineraria [omissis] per lo sfruttamento dei fluidi geotermici, di cui poi sono divenute titolari ENI S.p.A. e Enel Green Power S.p.A.. Tale concessione è scaduta nel 2014 ed è stata prorogata dalle competenti autorità della Regione Emilia-Romagna fino al luglio 2018.

La gara per la riassegnazione della concessione è stata aggiudicata nel 2017 al RTI costituito da Enel Green Power Italia S.p.A. (di seguito, “EGPI”) e Hera S.p.A. per la durata di [maggiore di 20] anni. Nel RTI Hera svolge il ruolo di mandante e si occupa della gestione delle stazioni di cessione del calore e delle reti di trasporto del fluido, mentre EGPI è impresa mandataria e assume il ruolo di Operatore minerario.

Gli accordi tra i soci dell’ATI prevedono che il prezzo di cessione del calore sia basato sui costi di estrazione del fluido geotermico e sul rendimento del capitale da garantire ai soci.

78. Il termovalorizzatore di Herambiente produce energia termica che può essere impiegata per la produzione di energia elettrica o “spillata” e immessa nella rete di teleriscaldamento.

* Nella presente versione alcuni dati sono omessi, in quanto si sono ritenuti sussistenti elementi di riservatezza o di segretezza delle informazioni.

⁷⁵ Decorrente dall’avverarsi di una serie di condizioni relative al reperimento dei fondi necessari per la costruzione della rete di teleriscaldamento.

Un contratto *intercompany* stabilisce che il prezzo di cessione del calore sia pari al prezzo di cessione alla rete dell'energia elettrica non prodotta.

III.2.2. Assetto proprietario e industriale

79. L'assetto della rete di teleriscaldamento di Ferrara è quello di una rete verticalmente integrata: il calore è prodotto da impianti gestiti da società del gruppo Hera o congiuntamente controllate da tale gruppo ed è distribuito e venduto agli utenti della rete di Ferrara in condizioni di monopolio da Hera S.p.A.

III.2.3. La domanda

80. Nell'ottobre 2023⁷⁶ la rete del teleriscaldamento di Ferrara serviva [1.500-2.000] punti di fornitura, con un'utenza costituita in larga parte da realtà residenziali. Queste ultime rappresentano, infatti, circa il 55% del totale dei consumi della rete, arrivando a servire il 25% circa del totale delle utenze domestiche ferraresi, con la parte restante dei consumi suddivisa tra clienti istituzionali (35%) e aziende (10%). Il 90% circa del consumo relativo a realtà residenziali è sotteso a utenze di tipo condominiale.

III.3. Le condotte contestate

81. I comportamenti oggetto di accertamento riguardano le condotte tenute da Hera nella fissazione del prezzo del calore fornito attraverso la rete di teleriscaldamento di Ferrara nel periodo gennaio 2021 - dicembre 2023, nonché le condotte tenute da Herambiente e da Hera nella determinazione del prezzo di trasferimento del calore "spillato" dal termovalorizzatore di Ferrara.

82. Nel seguito quindi (i) verranno descritte le modalità di definizione del prezzo del calore per la rete di Ferrara e ne verrà confrontato l'andamento sia con quello delle altre reti di TLR gestite da Hera, sia con un benchmark costituito dal prezzo del riscaldamento a gas; (ii) verranno descritti i costi di approvvigionamento del calore; (iii) si descriveranno i costi sostenuti da Hera, (iv) si confronteranno ricavi e costi di Herambiente. In considerazione degli standard probatori definiti dalla giurisprudenza in tema di prezzi ingiustificatamente gravosi, (v) si individueranno il capitale investito e il suo rendimento, (vi) si confronteranno ricavi e costi di Hera e (vii) si descriveranno gli elementi per la valutazione della c.d. iniquità.

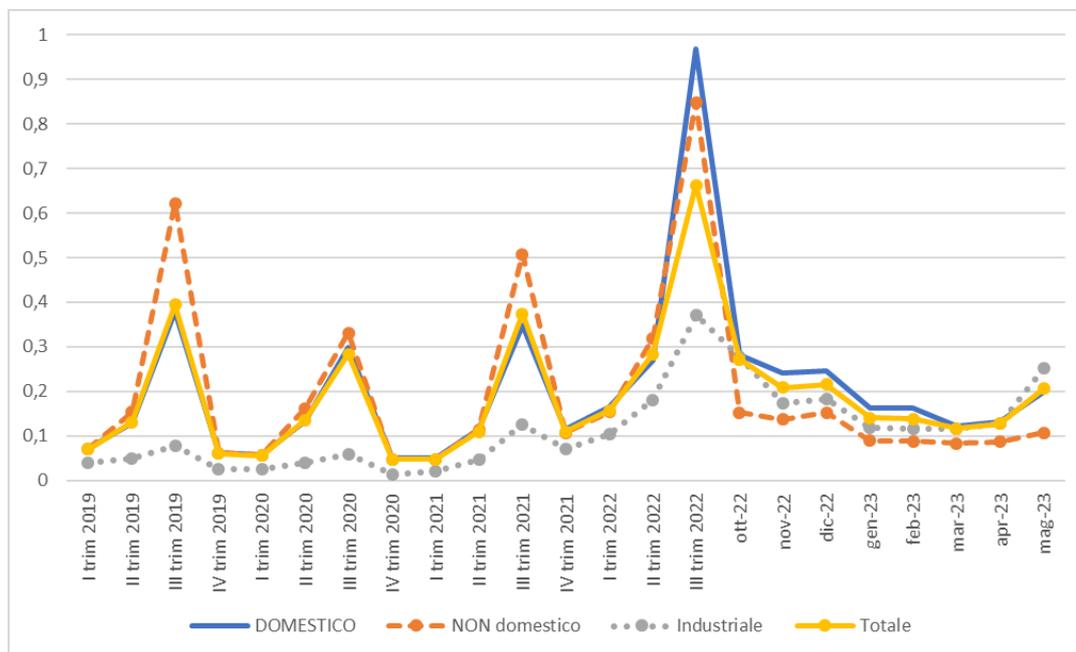
III.3.1. Andamento del prezzo medio del calore da TLR a Ferrara

83. La figura 2 seguente mostra l'andamento del prezzo medio del servizio di teleriscaldamento offerto da Hera a Ferrara, per diverse categorie di utenti, *al netto* dello sconto fiscale. L'andamento stagionale riflette il fatto che nei periodi di minore domanda (in particolare il terzo trimestre) le quote fisse pesano maggiormente, determinando un innalzamento del prezzo medio.

La figura mette in luce il forte aumento delle tariffe nel corso del 2022 in particolare per gli utenti domestici, che a partire dal terzo trimestre 2022 diventano la tipologia con il prezzo medio più elevato.

⁷⁶ Cfr. doc. 50.

Figura 2: prezzo medio del calore fornito attraverso il teleriscaldamento, IVA inclusa e al netto dello sconto fiscale, 2019-2023 (€/kWh)



Fonte: elaborazioni su doc. 81.1

84. La tabella 4 fornisce un confronto sintetico tra l'andamento del ricavo medio di Hera (al netto dell'IVA e al lordo dello sconto fiscale) e il costo medio di approvvigionamento del calore e con il costo medio totale (calcolato con e senza⁷⁷ l'“effetto coperture”, cioè l'impatto della quota allocata alla rete di Ferrara delle perdite sugli strumenti di copertura acquistati realizzate dalla Divisione Teleriscaldamento (cfr. *infra* sez. III.3.12)). Tutti sono calcolati sulla base delle quantità vendute.

⁷⁷ Dal doc. 58 emerge che l'importo degli “altri costi operativi” comunicato nel doc. 8 includeva le perdite sulle coperture, mentre il doc. 28 ISP-FE (slide 4) testimonia che le perdite considerate nel giugno 2023 nell'aggiornamento del Piano Industriale 2023-2026 sono state valutate “in linea con quanto comunicato ad AGCM” nel doc. 8. Le perdite sulle coperture nel doc. 28 ISP-FE sono pari a [omissis] euro, come nel doc. 15 ISP-FE. Perciò, ai fini dell'utilizzo dei dati di cui al doc. 8, l'importo di tali perdite è stato fatto pari a [omissis] euro, come nei citati docc. 28 e 15 ISP-FE. Esso è stato attribuito per il [omissis] % ai primi tre trimestri, sulla base della distribuzione delle coperture relative al prezzo del gas naturale riportata nel doc. 139 ISP-FE. I costi totali “senza coperture” sono stati stimati sottraendo dagli “altri costi operativi” comunicati nel doc. 8 l'importo delle coperture così stimato.

Tabella 4: andamento ricavo medio e costi medi, margine e mark-up 2019-2023 (€/MWh)

(€/MWh)	2019	2020	2021	I-III 2022	IV 2022	I sem 2023
Costo medio calore venduto	[50-60]	[40-50]	[40-50]	[60-70]	[60-70]	[80-90]
Costo totale medio sul venduto	[80-90]	[70-80]	[80-90]	[120-140]	[160-180]	[90-100]
Costo totale medio netto coperture	[80-90]	[70-80]	[70-80]	[100-120]	[120-140]	[90-100]
Ricavo medio	[110-120]	[90-100]	[110-120]	[210-220]	[230-240]	[170-180]
Mark-up sul costo del calore	[80-90]%	[120-130]%	[190-200]%	[230-240]%	[280-290]%	[110-120]%
Margine (al netto delle coperture) sui ricavi (ROS)	[10-20]%	[20-30]%	[30-40]%	[50-60]%	[40-50]%	[40-50]%
Margine (al lordo delle coperture) sui ricavi (ROS)	[10-20]%	[20-30]%	[20-30]%	[40-50]%	[20-30]%	[40-50]%

Fonte: doc. 58 e doc. 81 per le quantità vendute e i ricavi; doc. 83 per i costi 2019-2020; doc. 8, doc. 38 per i costi 2021-2023 e i ricavi 2023.

85. Il ricavo medio, dopo una riduzione nel 2020, nel 2021 oltrepassa il livello del 2019 e cresce velocemente nel 2022, superando i 230 €/MWh; nel primo semestre 2023 il ricavo medio, pur riducendosi rispetto al 2022, si mantiene del 50% più elevato che nel 2021.

Il ricavo medio risulta sempre largamente superiore al costo medio di approvvigionamento del calore venduto⁷⁸, ma nel 2021-22 il *mark-up* applicato si mantiene tra il 190% e il 290%, circa il doppio di quello del 2019-2020 e del 2023. Il ricavo medio si mantiene superiore al costo medio totale⁷⁹ al netto delle coperture almeno del 70% nel 2022-23, a fronte del 24%-34% circa del periodo precedente.

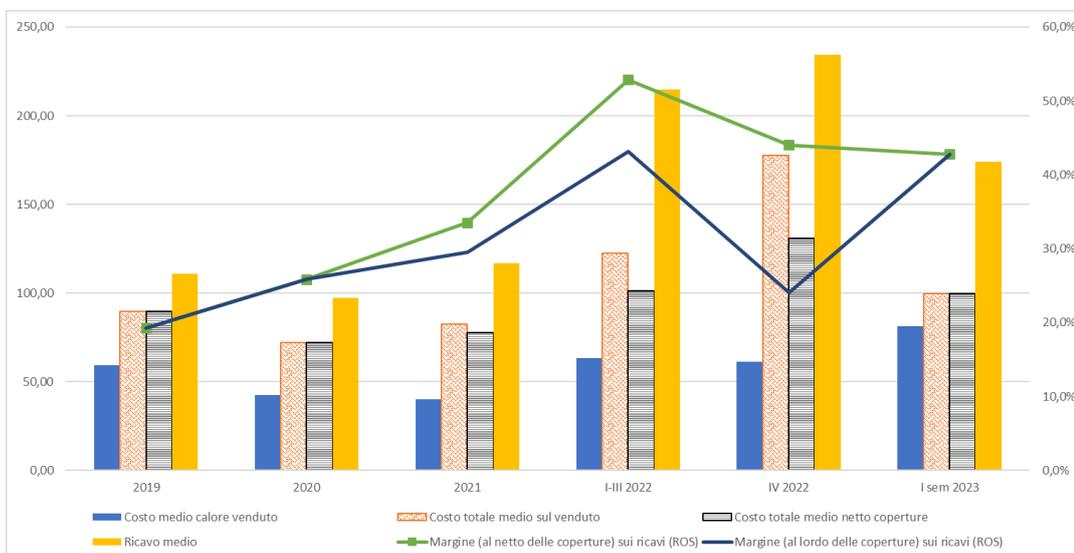
Il margine dei ricavi sul costo totale (al netto delle coperture), calcolato in proporzione delle vendite (c.d. return on sales - ROS⁸⁰) aumenta costantemente dal 2019 al 2020 (oltre 6 p.p., indicando che il ricavo medio si è ridotto meno dei costi nel 2020, contrariamente a quanto suggerito dalle Parti nelle proprie memorie) e dal 2020 al 2021 (quasi 8 p.p. in più), e aumenta decisamente nel 2022, mantenendosi superiore al 40% nel 2022-23, con una punta di quasi il [50-60]% nei primi tre trimestri del 2022.

86. La figura 3 rappresenta graficamente gli andamenti riportati nella tabella 4, evidenziando l'impatto delle coperture sul costo medio totale e, soprattutto, la sproporzione tra l'incremento del ricavo medio e quello, assai più modesto, del costo di approvvigionamento del calore.

⁷⁸ La riduzione del costo medio del calore venduto nel IV trimestre 2022 è frutto di minori perdite di rete in questo trimestre rispetto al resto dell'anno. Il costo medio calcolato sul calore *immesso* in rete aumenta leggermente da [40-50] €/MWh a [40-50] €/MWh.

⁷⁹ Comprensivo dei costi di approvvigionamento calore ed energia elettrica, altre spese operative, personale, ammortamenti e costi indiretti.

⁸⁰ Il ROS è quindi calcolato pressappoco come EBIT/Ricavi, dato che nei costi totali sono stati inclusi gli ammortamenti.

Figura 3: andamento di ricavo medio, costo medio e margine sulle vendite

N.B.: scala a sinistra: ricavo e costo medio, €/MWh; scala a destra: margine, valori percentuali

87. Si nota immediatamente come il ricavo medio sia sempre largamente superiore al costo medio del calore (il *mark-up* medio è del 250%) e al costo medio totale, sia al lordo che al netto (cioè, sottraendole al costo totale) delle coperture. L'inclusione o meno delle coperture modifica sensibilmente il costo totale medio nel 2021 e soprattutto nel 2022: la redditività delle vendite aumenta fino al terzo trimestre 2022 e si riduce nel quarto trimestre, per l'operare congiunto dell'aumento dei costi operativi⁸¹ e della riforma tariffaria dell'Addendum, ma in misura molto maggiore se si considerano le ingenti perdite sulle coperture allocate da Hera alla rete di Ferrara. Nel primo semestre 2023 il ROS al netto dell'effetto delle coperture si riduce leggermente, pur mantenendosi ben al di sopra dei valori del 2019-2021, mentre il ROS calcolato includendo tale effetto aumenta significativamente, dato l'effetto quasi neutro delle coperture nel 2023.

III.3.2. La regolamentazione del servizio di teleriscaldamento e dei prezzi a Ferrara

88. Il servizio di teleriscaldamento e la gestione della rete sono stati inizialmente effettuati dalle società in-house del Comune di Ferrara, AMGA e poi Agea S.p.A., sulla base di Convenzioni con il Comune relative a tutti i vettori energetici.

Il contratto di servizio per l'affidamento dei servizi energetici del Comune di Ferrara sottoscritto il 17 settembre 2002 tra il Comune e Agea, avente a oggetto "la gestione del servizio di distribuzione dei vettori energetici per ogni settore di utilizzo", stabiliva (articolo 16) che le "tariffe di erogazione del teleriscaldamento [sarebbero state] fissate [da Hera] in conformità al Regolamento per la Distribuzione Calore" allegato al Contratto di servizio del 2001 e stabiliva il principio che "la gestione del servizio [...] deve svolgersi in condizioni che consentano almeno il conseguimento

⁸¹ Nel trimestre pesano proporzionalmente di più i costi operativi dovuti ai pompaggi del calore richiesto nel picco di dicembre, che sono pagati ad un costo unitario più elevato a causa dell'aumento del PUN rispetto all'inizio dell'anno.

dell'equilibrio economico, comprensivo del recupero degli investimenti e di un adeguato margine di redditività"⁸².

89. A seguito del conferimento del ramo d'azienda relativo al servizio di TLR ad Agea da parte del Comune di Ferrara e della fusione per incorporazione di Agea in Hera S.p.A., a partire dal luglio 2004 Hera è subentrata nella proprietà della rete di teleriscaldamento e in tutti i rapporti con il Comune di Ferrara, tra cui il suddetto contratto di servizio.

90. Nel 2018 Hera ha sottoscritto con il Comune la "Convenzione relativa al servizio di teleriscaldamento nel Comune di Ferrara" ("Convenzione 2018"), di durata pari a 12 anni (ossia, fino al 2030), avente a oggetto la gestione, da parte di Hera, del servizio di TLR nel territorio comunale e il futuro sviluppo della stessa nel territorio di Ferrara.

La Convenzione 2018 prevede (artt. 4.1 e 4.2) che Hera possa liberamente, nel rispetto della normativa vigente, definire il contenuto delle condizioni di contratto applicabili ai propri clienti, nonché l'importo e le modalità di calcolo dei corrispettivi (inclusi i costi di allacciamento alla rete), fermo restando l'impegno della società a illustrare al Comune le offerte e le condizioni di volta in volta vigenti in occasione di incontri periodici di informazione e l'impegno ad applicare sconti/agevolazioni previsti dalla normativa in relazione all'uso di fonti rinnovabili nella produzione di calore⁸³.

La medesima Convenzione ha fissato in un milione di euro il canone di concessione annuale del servizio a carico di Hera.

91. L'estraneità del Comune di Ferrara al processo di determinazione delle tariffe da parte di Hera appare confermata⁸⁴ da una richiesta di informazioni inviata via PEC dal Servizio Edilizia - U.O. Energia del Comune di Ferrara a Hera, in cui – in preparazione di un incontro che si sarebbe dovuto tenere il 17/11/2021 sul servizio di teleriscaldamento - si chiedevano: "1) *attuale formula tariffaria adottata ed eventuali sue modifiche dal 2007 a oggi*; 2) *copia delle condizioni generali di contratto applicate attualmente*; 3) *criterio per la determinazione del contributo di allacciamento utilizzato*; 4) *composizione attuale del mix energetico immesso in rete*".

92. La Convenzione 2018 è stata modificata nel 2022 da un "Addendum", che ha introdotto a partire dall'ottobre 2022 una specifica modalità di determinazione del prezzo del calore, ha prorogato la durata della Convenzione al 2040 e dimezzato il canone annuale dovuto da Hera a partire dal 1° gennaio 2025.

93. L'Addendum ricorda nelle Premesse (punto c)) che i corrispettivi applicati alla generalità dei clienti finali per il TLR (c.d. "Listino Prezzi" del servizio di teleriscaldamento) "sono oggi definiti e aggiornati da Hera S.p.A. sulla base del costo del gas naturale" e rileva che "la turbolenza sui mercati energetici degli ultimi 12 mesi ha comportato una crescita significativa dei prezzi del gas e, conseguentemente, delle tariffe del teleriscaldamento" (punto d) delle Premesse). Perciò, secondo le Premesse dell'Addendum, il Comune di Ferrara e Hera si sono incontrate per individuare misure

⁸² Il testo della Convenzione del 2002 è stato fornito da Hera S.p.A. nel corso di IC46.

⁸³ Cfr. doc. 37 ISP BO. L'articolo 4.2 stabilisce che "[...] Resta comunque espressamente inteso tra le Parti che le condizioni del servizio di fornitura calore da teleriscaldamento agli utenti sarà regolato dalle condizioni di contratto (incluse le condizioni economiche) stabilite [da Hera] e proposte ai clienti del servizio nel rispetto della normativa di volta in volta applicabile".

⁸⁴ Cfr. doc. 98 ISP-FE.

di mitigazione degli impatti della turbolenza dei mercati, che tenessero in considerazione che la rete di TLR ferrarese è alimentata anche dalla fonte geotermica, in misura storicamente pari al 40%.

A esito di tali incontri, il Comune di Ferrara e Hera *“hanno concordato di introdurre, all'interno dell'attuale modalità di determinazione e aggiornamento del prezzo, una componente fissa, non direttamente correlata all'andamento del gas naturale, che affiancherà le componenti legate all'andamento del gas in tutela dell'attuale schema tariffario, con l'obiettivo di rendere quota parte del prezzo finale (quella avente come sottostante la fonte geotermica) non più legata al gas, nonché considerare in tale componente fissa i costi delle coperture prospettiche già poste in essere per l'ultimo trimestre dell'anno 2022 (punto e) delle Premesse).*

94. L'Addendum ha quindi modificato l'articolo 4 della Convenzione 2018. Il nuovo articolo 4 ribadisce al comma 1 che Hera potrà *“liberamente [...] definire il contenuto delle condizioni di contratto applicabili ai propri clienti nonché l'importo e le modalità di calcolo dei corrispettivi di allacciamento alla rete e dei corrispettivi di fornitura dell'energia termica”,* ma *“fatto salvo quanto previsto al successivo comma 4.2”.*

L'articolo 4.2 stabilisce che il corrispettivo di fornitura dell'energia termica sarà determinato come media ponderata tra il *“Listino Prezzi”* del servizio di TLR del Comune di Ferrara, *“definito e aggiornato da Hera S.p.A. sulla base del costo del gas naturale previsto da ARERA per il servizio di tutela”* e un prezzo fisso per la quota di energia geotermica. Quest'ultimo è fatto pari a 155 €/MWh per il periodo 1/10/22 – 31/12/2024 e a 149 €/MWh a partire dal 1/1/2025 e fino al termine della Convenzione. I pesi sono costituiti dalle quantità di calore di fonte geotermica e non immessi in rete nell'anno, determinati a consuntivo.

95. Ulteriori modifiche alle modalità di determinazione del prezzo del calore sono state apportate nell'ottobre 2023 dall'Atto integrativo alla *“Convenzione relativa al servizio di teleriscaldamento nel comune di Ferrara” del 31/7/2018, così come modificata dall'Addendum del 27/10/2022,* sottoscritto da Hera e dal Comune di Ferrara il 30 ottobre 2022, ha stabilito che, dal 1/10/2023, che ha abbandonato il prezzo fisso per la componente geotermica e ha introdotto un *cap* al prezzo della stessa basato sul prezzo della materia prima gas.

96. L'Atto integrativo è stato applicato per l'ultimo trimestre 2023, essendo poi entrata in vigore la regolamentazione transitoria di ARERA.

III.3.3. L'articolazione tariffaria

III.3.3.1 Listino e tariffe “base”

97. Le tariffe praticate da Hera per il servizio di TLR hanno diverse articolazioni, basate sulla dimensione dell'utente (in termini di consumo e potenza) e sul tipo di utilizzo del calore (domestico, non domestico e industriale).

Le tariffe sono calcolate secondo una metodologia comune a tutte le reti di teleriscaldamento di Hera, basata sul principio del costo evitato nel caso delle tariffe monomia e binomia oppure su un prezzo base aggiornato sulla base delle quotazioni all'ingrosso del gas (tariffa TLR condominio Hera). Tale metodologia comune porta a definire un *“Listino prezzi”* per le tariffe monomia e binomia e il prezzo per le altre offerte standardizzate (come la citata tariffa TLR condominio Hera) allo stesso modo per tutte le reti e località. Tutti gli utenti del servizio di teleriscaldamento di Hera, quindi, a prescindere dalla localizzazione della rete cui sono allacciati, pagheranno il calore allo

stesso modo e sostanzialmente nella stessa misura (se non per leggere differenze nella quantificazione di alcuni parametri tecnici).

L'unica eccezione è quella di Ferrara, dove dall'ottobre 2022 viene applicata una tariffa diversificata in ragione della quota di calore di fonte geotermica immesso nella rete (cfr. *infra*).

Nel seguito il Listino prezzi⁸⁵ e le tariffe definite sulla base di questa metodologia comune saranno indicati come listini o tariffe "base".

98. Gli utenti ferraresi si distribuiscono tra le diverse tariffe in modo differente a seconda che si guardi al numero di contratti o ai consumi. Ciò perché per Hera una "utenza" corrisponde a uno "scambiatore" e nei condomini allo scambiatore corrispondono molti consumatori. La distribuzione nel 2022 è riportata nella tabella 5.

Tabella 5: distribuzione consumi e numero di contratti per tipologia di tariffa, 2022

	MWh	peso	Contratti	peso
Monomia domestici	[omissis]	3,8%	[omissis]	55,3%
Binomia domestici	[omissis]	22,1%	[omissis]	9,6%
TLR condominio Hera	[omissis]	27,2%	[omissis]	11,5%
Nuovo TLR Hera	[omissis]	0,2%	[omissis]	3,6%
Binomia non domestici	[omissis]	36,7%	[omissis]	12,6%
Binomia industriale	[omissis]	5,7%	[omissis]	1,6%
Monomia non domestici	[omissis]	0,6%	[omissis]	5,5%
S. Anna	[omissis]	3,5%	[omissis]	0,4%

Fonte: elaborazioni su doc. 97 ISP-FE

99. Poco più del 50% dei consumi è attribuibile a utenze domestiche, che rappresentano tuttavia circa l'80% dei contratti.

Tra le utenze domestiche, il 69% dei contratti si riferisce a utenze individuali o piccoli condomini a tariffa monomia, che tuttavia rappresentano soltanto il 7% circa dei consumi. Il resto dei consumi e dei contratti si riferisce a utenze condominiali.

100. La formula tariffaria monomia (ossia costituita da un'unica componente) utilizzata da Hera dipende linearmente (in ragione di un parametro fisso uguale per tutte le reti di TLR di Hera, relativo ai costi di trasformazione energetica dei servizi di teleriscaldamento) dal prezzo medio unitario complessivo del gas per un utente del servizio di tutela con consumi pari a 1500 mc/anno, che include la spesa per la materia gas, la spesa per il trasporto e la gestione del contatore, spesa per gli oneri di sistema, le accise a uso civile, le addizionali regionali⁸⁵.

Tale tariffa fino al terzo trimestre 2022 è stata aggiornata trimestralmente a seguito delle variazioni trimestrali della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale (CMEM, basata sull'indice PFOR⁸⁶) e delle altre componenti regolate.

⁸⁵ Cfr. doc. 5.2. Le componenti tariffarie considerate per le diverse tipologie di clienti sono quelle previste dalla regolamentazione dell'ARERA (RTDG, RTTG, TIVG).

⁸⁶ PFOR_{it}, espresso in euro/GJ, a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre t-esimo, pari alla media aritmetica delle quotazioni forward trimestrali OTC relative al trimestre t-esimo del gas, presso l'hub TTF, rilevate,

A partire dal mese di ottobre 2022, a seguito delle modifiche nella determinazione della componente materia prima introdotte dalla delibera 374/22 di ARERA, la tariffa è aggiornata mensilmente sulla base delle variazioni mensili delle componenti regolate. In particolare, da ottobre 2022 la componente CMEMm è pari alla media mensile del prezzo giornaliero all'ingrosso registrato al *PSV (day ahead)*.

101. La tariffa binomia domestica è articolata in una componente variabile con la quantità di calore consumato (quota variabile) e in una componente basata sulla potenza impegnata (misurata in kW). La quota variabile è articolata a sua volta in scaglioni di consumo, corrispondenti a quelli utilizzati da ARERA nella definizione del prezzo regolato del gas naturale nel servizio di tutela. All'interno di ciascuno scaglione, la tariffa è pari al prezzo medio unitario complessivo del gas per un utente del servizio di tutela con quei consumi (che include la spesa per la materia gas, la spesa per il trasporto e la gestione del contatore, spesa per gli oneri di sistema, le accise a uso civile, le addizionali regionali) moltiplicato per un coefficiente uguale per tutte le reti di TLR e più basso per i primi due scaglioni.

Anche la quota potenza dipende dal prezzo del gas: essa è fatta pari al prezzo unitario variabile del gas per il 4° scaglione di consumo (che include la spesa per la materia gas, la spesa per il trasporto e la gestione del contatore, la spesa per gli oneri di sistema, le accise a uso civile, le addizionali regionali) moltiplicato per un coefficiente relativo ai costi di trasformazione energetica del servizio TLR uguale per tutte le reti.

L'aggiornamento anche in questo caso è stato trimestrale fino al terzo trimestre 2022 ed è mensile dall'ottobre 2022.

102. La tariffa denominata "Teleriscaldamento condominio Hera" ha anch'essa una struttura binomia.

La componente prezzo del calore è calcolata facendo evolvere in modo sincronico un prezzo base (0,0745 euro/kWh) secondo la metà della variazione percentuale dell'indice PFOR (anch'esso relativo al prezzo del gas naturale) rispetto al valore assunto da tale indicatore nel periodo base⁸⁷. Questa tariffa è aggiornata trimestralmente. Fino al terzo trimestre 2022, è stata aggiornata sulla base della pubblicazione dell'indice PFOR da parte di ARERA. In seguito, sulla base degli indici pubblicati da *Thomson Reuters*.

III.3.3.2 Le modifiche introdotte dall'Addendum

103. A partire dal mese di ottobre 2022 le modalità di calcolo del prezzo del calore nella città di Ferrara sono state modificate, a seguito dell'entrata in vigore dell'Addendum alla Convenzione tra Hera e il Comune di Ferrara.

A seguito di tale modifica, alla quota dei consumi corrispondente alla quota di energia termica immessa nella rete proveniente da fonte geotermica viene applicato un prezzo fisso pari a 155 €/MWh (0,155 €/kWh) nel periodo 1/10/22 - 31/12/24 e a 149 €/MWh (0,149 €/kWh) a decorrere dal 1/1/25 sino al termine della Convenzione.

con decorrenza dall'anno termico 2014 - 2015, da ICIS-Heren con riferimento al secondo mese solare antecedente il trimestre t-esimo.

$$P_t = P_0 * [1 + 50\% \left(\frac{PFOR_t - PFOR_0}{PFOR_0} \right)]$$

⁸⁷ La formula, in tal caso, è pari a

Pertanto, per tutti gli utenti del territorio di Ferrara serviti a tariffa monomia o binomia il prezzo del calore viene calcolato come media ponderata tra il “Listino prezzi” del servizio di TLR di Ferrara, composto dalle tipologie tariffarie monomie e binomie (il listino “base” calcolato come descritto in precedenza), e il prezzo del calore da fonte geotermica, con il peso pari alla quota rappresentata da quest’ultima sul totale del calore immesso in rete nell’anno⁸⁸. Nel corso dell’anno viene utilizzato in acconto la quota registrata a consuntivo nell’anno precedente. Alla fine dell’anno gli importi pagati sono poi conguagliati utilizzando la quota a consuntivo dell’anno appena trascorso.

L’articolo 4.2 dell’Addendum precisa che tale modalità di calcolo del prezzo del calore “sarà altresì applicata alle tariffe diverse dal “Listino Prezzi” (c.d. prezzi “personalizzati”), recependo opportunamente le eventuali specificità di ciascuna”. Essa perciò si applica anche alla tariffa TLR Condominio Hera.

104. Per quanto riguarda invece la quota potenza delle tariffe binomie, questa verrà calcolata moltiplicando la quota potenza del “Listino prezzi” per la quota rappresentata dal calore di origine non geotermica. Di fatto, nel nuovo regime la quota potenza effettivamente pagata dagli utenti sarà tanto minore quanto maggiore la quota di energia termica di fonte geotermica.

III.3.3.3: le modifiche introdotte dall’Atto integrativo all’Addendum

105. L’Atto integrativo alla “Convenzione relativa al servizio di teleriscaldamento nel comune di Ferrara” del 31/7/2018, così come modificata dall’Addendum del 27/10/2022, sottoscritto da Hera e dal Comune di Ferrara il 30 ottobre 2022, ha stabilito che, dal 1/10/2023 fino alla data di efficacia della regolazione tariffaria di ARERA (coincidente con l’inizio dell’eventuale periodo transitorio) alla componente non geotermica sarà applicato il “Listino Prezzi” del servizio di teleriscaldamento per il Comune di Ferrara definito da Hera, mentre per quanto riguarda la componente geotermica:

(i) se la componente CMEM definita da ARERA è $\leq 0,45 \text{ €/Smc}$ (o $0,042056 \text{ €/kWh}$) con riferimento a una PCS di $0,03852 \text{ GJ/Sm}$: alla componente geotermica sarà applicato il “Listino Prezzi” del servizio di teleriscaldamento per il Comune di Ferrara, con uno sconto pari a $0,005 \text{ €/kWh}$ sul corrispettivo “prezzo del calore”; la quota potenza verrà interamente valorizzata al “Listino Prezzi” suddetto;

(ii) se la componente CMEM definita da ARERA è $> 0,45 \text{ €/Smc}$ (o $0,042056 \text{ €/kWh}$) con riferimento a una PCS di $0,03852 \text{ GJ/Smc}$: alla componente geotermica sarà applicato il “Listino Prezzi”, “secondo il valore assunto, per ciascuna componente tariffaria (prezzo del calore e quota potenza) in corrispondenza di un valore di CMEM pari a $0,45 \text{ €/Smc}$ e con successivo sconto pari a $0,005 \text{ €/kWh}$ sul corrispettivo “prezzo del calore””.

106. Tali regole si applicano alle tipologie tariffarie monomia domestica, monomia non domestica, binomia domestica, binomia non domestica e binomia industriale.

Nel caso di contratti di fornitura “personalizzati”, agli stessi verranno applicati i corrispettivi economici di fornitura previsti dal contratto, “modificati in modo opportuno al fine di recepire la formula generale sopra descritta e comunque in modo da preservare le eventuali specificità di ciascuno”.

⁸⁸ Nel caso delle tariffe binomie, la media ponderata viene effettuata scaglione per scaglione.

III.3.4. Confronti con il prezzo del riscaldamento a gas metano

107. Il riscaldamento a gas metano è il benchmark della tariffa basata sul costo evitato del riscaldamento a gas naturale e un punto di riferimento per le tariffe indicizzate al prezzo del gas naturale. I segnalanti hanno rappresentato come il prezzo del teleriscaldamento sarebbe stato assai più alto del costo del riscaldamento a gas nel periodo 2021-22 e anche nel 2023.

L'entità dell'eventuale divario tra il prezzo del teleriscaldamento e il costo del riscaldamento a gas metano, a parità di consumi, rileva anche nell'analisi dell'eccessività dei prezzi praticati da Hera a Ferrara.

Nelle sezioni seguenti si effettuerà quindi tale confronto, mettendo in luce il ruolo delle differenze nelle imposte dirette, dello sconto fiscale e dei costi di gestione e ammortamento delle caldaie a gas.

III.3.4.1 Questioni metodologiche

108. L'esistenza di diverse formule tariffarie per il teleriscaldamento e la loro articolazione per scaglioni, così come la stessa articolazione per scaglioni della tariffa per i servizi di distribuzione del gas e altre componenti di prezzo, rendono impossibile effettuare un confronto tra "prezzi medi" senza fare riferimento a situazioni specifiche.

La formula tariffaria più diffusa, in termini di numero di utenze (contratti) è la tariffa monomia. In termini di consumi, tuttavia, prevalgono le utenze condominiali, dove i contratti principali sono 2: la tariffa binomia e l'offerta per i condomini indicizzata al prezzo all'indice PFOR del prezzo all'ingrosso del gas. Queste tre tariffe rappresentano la quasi totalità dei consumi e delle utenze domestiche ferraresi.

Nel seguito perciò verranno esaminati separatamente gli andamenti delle suddette tariffe, confrontandoli con un appropriato benchmark del prezzo del riscaldamento a gas.

109. Nella costruzione di tale benchmark occorre tener conto del fatto che nel riscaldamento a gas naturale sono a carico dell'utente le spese di gestione e manutenzione ordinaria della caldaia.

Tali spese, come riconosciuto anche da ARERA nell'Indagine Conoscitiva sul teleriscaldamento e nella definizione del Metodo Tariffario transitorio e come sostenuto da sempre da Hera e dagli altri operatori del teleriscaldamento, devono essere aggiunte al costo del gas naturale.

Nel seguito si aderirà a questa impostazione, al fine di effettuare un confronto omogeneo, come peraltro ritenuto corretto dalla stessa Hera nelle sue memorie.

110. Più controversa appare invece l'inclusione o meno nel costo del riscaldamento a gas delle quote di ammortamento della caldaia.

Hera ha sempre effettuato i confronti di convenienza relativa tra le due tecnologie di riscaldamento includendo tali quote di ammortamento⁸⁹, in quanto tale inclusione permetterebbe di tener conto del fatto che la caldaia va periodicamente sostituita. La medesima posizione è stata sostenuta anche da altri operatori nel corso della consultazione sul metodo tariffario transitorio⁹⁰.

⁸⁹ Cfr. per esempio i docc. 2, 53, 64, 88 ISP-FE, nonché il doc. 76 e la presentazione disponibile in rete all'indirizzo https://old.comune.fe.it/3503/attach/superuser/docs/tlr_ferrara_geotermia3incontro.pdf.

⁹⁰ Cfr. DCO 546/2023, §. 5.5.

ARERA ha invece ritenuto che non sia corretto includere tali quote di ammortamento nel calcolo dei costi differenziali da sostenere in caso di riscaldamento a gas naturale perché il loro ammontare sarebbe sostanzialmente paragonabile a quello dello scambiatore installato dal fornitore del TLR⁹¹. In realtà, Hera si accolla il costo dello scambiatore⁹², e il contributo di allacciamento è chiaramente inferiore al costo della caldaia⁹³. D'altro canto, appare opportuno tener conto di un "costo d'uso" della caldaia, che può essere per semplicità fatto pari all'ammortamento.

Nel seguito, in un'ottica favorevole alla Parte, i confronti verranno generalmente effettuati includendo le quote di ammortamento ed evidenziando l'impatto di tale inclusione, qualora rilevante.

111. Infine, un fattore non secondario è il rendimento stagionale medio della caldaia. Hera considera un rendimento dell'80%, mentre ARERA nel calcolo del "costo evitato" nel Metodo tariffario transitorio ha fatto riferimento al 90%, cioè al rendimento minimo delle caldaie a condensazione⁹⁴. Nel seguito il confronto verrà effettuato utilizzando un rendimento stagionale medio dell'80% nel "caso base" e considerando l'impatto di una caldaia più efficiente con rendimento medio stagionale del 90%.

112. Il costo del riscaldamento a gas per ciascun scaglione verrà quindi calcolato secondo la formula: $[(860 \cdot PV / (PCI \cdot \eta) + \text{accise}) \cdot (1 + IVA)] + \text{costo di gestione}$.

Dove PV è il prezzo del gas (€/Smc al PCS di Ferrara) per quel particolare scaglione secondo le condizioni di tutela dell'ARERA, 860 è un fattore di conversione da kcal a kWh, η è il rendimento medio stagionale, PCI è pari a 8250 kcal/Smc.

Il costo complessivo sarà pari alla somma dei costi dei singoli scaglioni.

III.3.4.2 La tariffa monomia

113. Il grafico 4 mostra l'andamento della tariffa monomia, valorizzata alla quota da fonte geotermica calcolata a consuntivo, con l'IVA (10%) e al netto dello sconto fiscale (linea rossa continua). Tale andamento è confrontato con quello della tariffa senza IVA e senza beneficio fiscale (linea continua blu con rombi) e con quello della tariffa inclusiva dell'IVA, ma senza sconto fiscale.

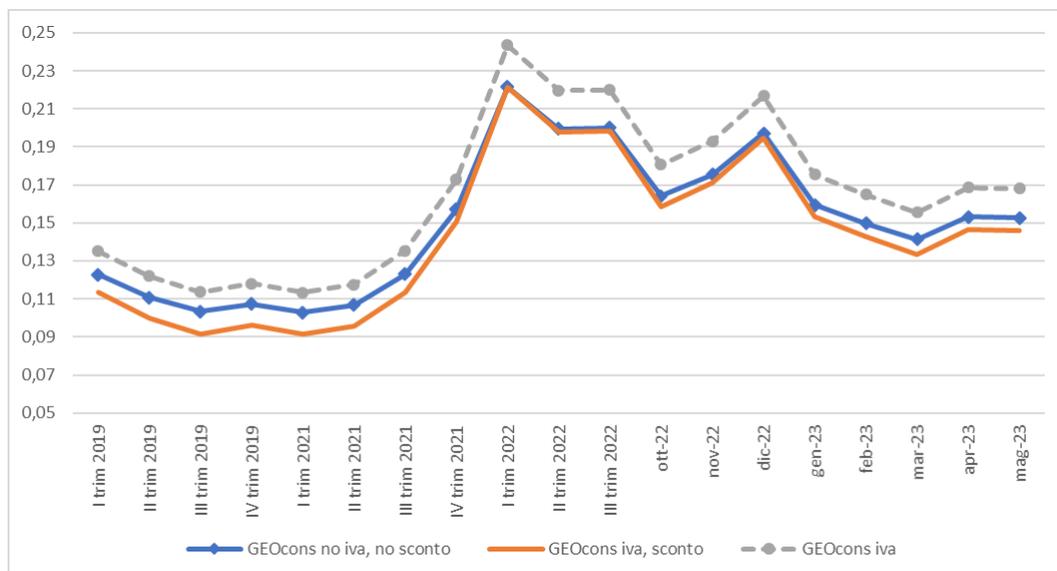
⁹¹ Cfr. DCO 546/2023, §. 5.6.

⁹² L'articolo 16.3 delle Condizioni generali di contratto per la fornitura di calore da teleriscaldamento afferma che "La sottocentrale di utenza [cioè lo scambiatore di calore] [...] rimane di proprietà del Fornitore che ne assume anche gli oneri di manutenzione e sostituzione, anche parziale, di componenti non più funzionali".

⁹³ Cfr. Per esempio doc. 53 ISP-FE.

⁹⁴ Cfr. https://www.energiaenergetica.enea.it/media/attachments/2021/02/12/caldaie_condensazione.pdf.

Figura 4: andamento prezzo del teleriscaldamento con tariffa monomia, gennaio 2019 – maggio 2023 (€/kWh)



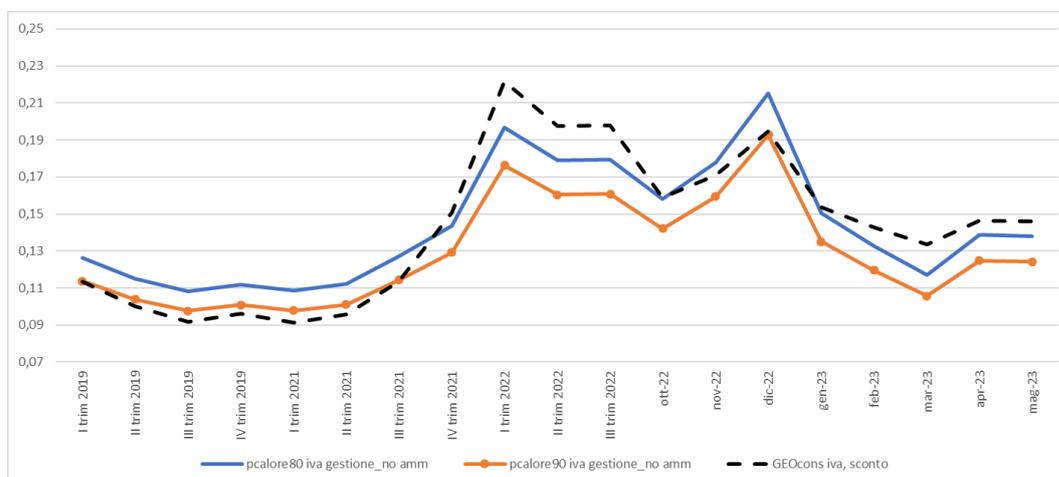
Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 70, 81

114. Il confronto mostra immediatamente l’impatto del beneficio fiscale di 0,0219 €/kWh: tale beneficio permette non solo di recuperare l’IVA, ma anche di ottenere un piccolo risparmio rispetto alla tariffa senza IVA.

115. Il grafico 5 confronta invece la tariffa monomia “finale” (cioè, con aggiunta di IVA e applicazione dello sconto fiscale) a consuntivo (linea tratteggiata nera) con il prezzo medio, inclusivo dei costi di manutenzione annuali di 150 euro, che pagherebbe un consumatore che utilizzasse un sistema di riscaldamento a gas (individuale, non condominiale), con un consumo annuo di 1500 mc⁹⁵ e un rendimento della caldaia ipotizzato all’80% (linea blu continua). Entrambi sono confrontati con il prezzo del riscaldamento a gas (manutenzione inclusa) nel caso di una caldaia con rendimento del 90% (linea arancio con pallini).

⁹⁵ Si tratta del valore considerato da Hera nella definizione della tariffa al costo evitato. I risultati dell’esercizio resterebbero qualitativamente gli stessi se si considerasse il consumo medio dei clienti monomi, che è pari a circa la metà di 1500 mc.

Figura 5: confronto tra andamento prezzo del teleriscaldamento (IVA e sconto fiscale inclusi) e prezzo del riscaldamento a gas naturale (IVA inclusa, con costo di gestione) (€/kWh)



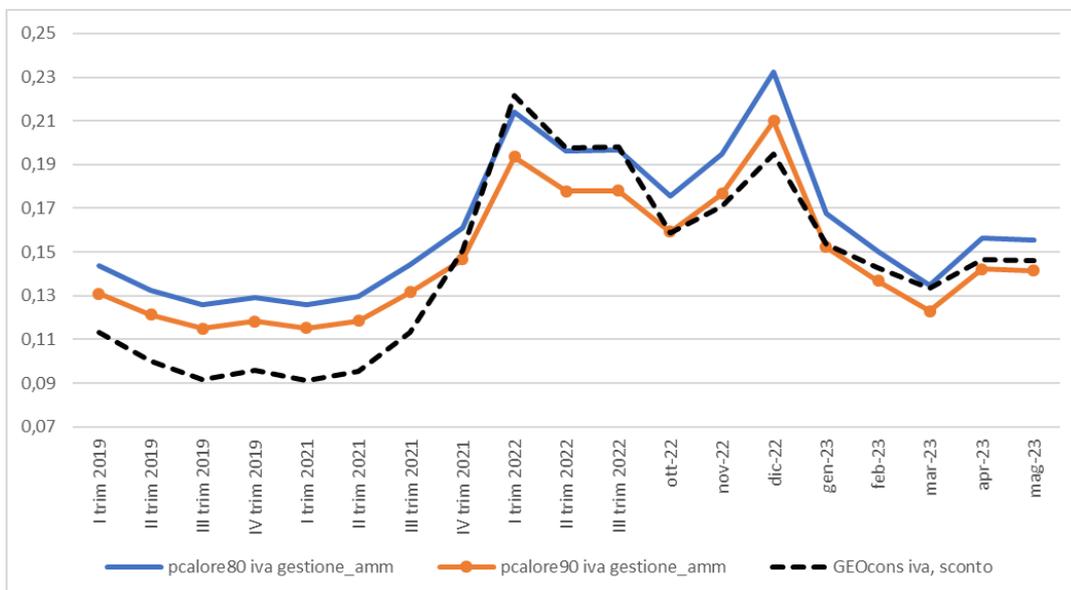
Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 70, 81 e dati pubblici ARERA

116. La figura mostra innanzitutto come nel 2019 e nei primi tre trimestri del 2021 il TLR (sconto fiscale *incluso*) offrisse un vantaggio rispetto al riscaldamento tradizionale a gas metano, anche in presenza di un rendimento della caldaia del 90%. A partire dal quarto trimestre del 2021 il prezzo del calore da teleriscaldamento ha superato quello del riscaldamento a gas metano; il prezzo del TLR si è mantenuto per tutto il resto del periodo considerato superiore a quello del riscaldamento a gas metano con caldaie con rendimenti del 90%; considerando invece un rendimento dell'80%, il prezzo del TLR è tornato più conveniente nel periodo ottobre 2022 – gennaio 2023, grazie all'impatto iniziale del prezzo fisso della componente geotermica. Il grafico mostra anche l'effetto negativo di tale prezzo fisso dopo gennaio 2023: al calare delle quotazioni del gas, parte del prezzo del calore è rimasto ancorato a un livello molto più alto di quello che avrebbe dovuto essere sulla base del solo adeguamento al prezzo del gas.

117. Se si includessero anche le quote di ammortamento⁹⁶ nel calcolo, parte del vantaggio del riscaldamento a gas sparirebbe (cfr. figura 6).

⁹⁶ 200 euro all'anno, assumendo un costo di 3000 euro per la caldaia e una durata di 15 anni. Dalle fatture e dalle stime inviate da alcuni condomini (doc. 75 e doc. 78) emergono prezzi superiori (4800 euro) e inferiori (2000 euro), che non includono però possibili *bonus* fiscali. Il costo assunto appare in linea con i modelli intermedi delle caldaie Vaillant, come risultanti dal listino prezzi della società.

Figura 6: confronto tra andamento prezzo del teleriscaldamento (IVA e sconto fiscale inclusi) e prezzo del riscaldamento a gas naturale (IVA inclusa, con costo di gestione e ammortamenti) (€/kWh)



Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 70, 81 e dati pubblici ARERA

Tra il primo e il terzo trimestre 2022 il calore da TLR risulterebbe altrettanto conveniente del riscaldamento a gas con rendimento della caldaia all'80%, ma non per uno del 90%. Dopo gennaio 2023 la caldaia con rendimento al 90% (linea arancio con pallini) permetterebbe di risparmiare sul TLR, ma non quella con un rendimento dell'80%.

L'ampiezza del vantaggio del costo del teleriscaldamento in caso di aggiunta di tali spese è naturalmente condizionata dalle ipotesi effettuate sul costo della caldaia e quindi sulle quote di ammortamento della stessa. Utilizzando ipotesi meno conservative (p.es., costo della caldaia di 2000 euro, ammortizzabile in 20 anni⁹⁷) il vantaggio si ridurrebbe anche significativamente.

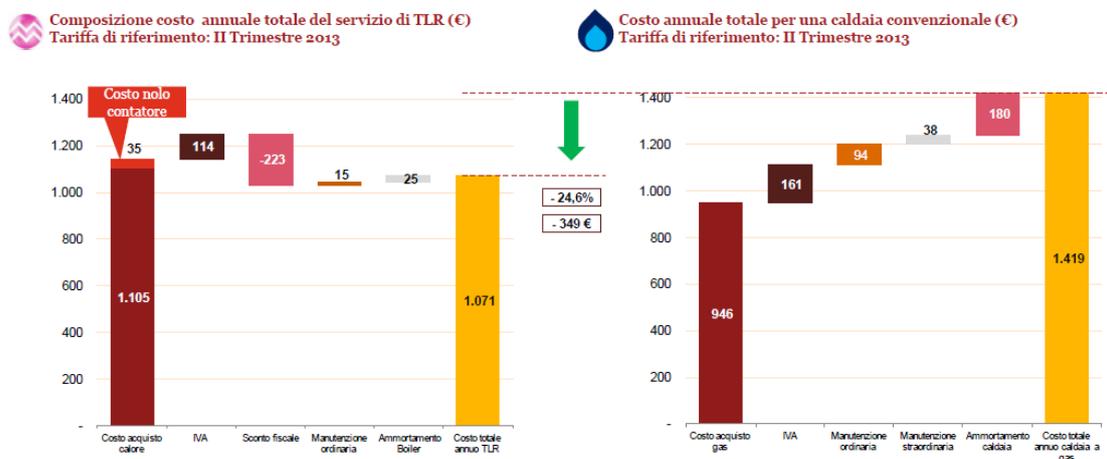
118. L'importanza dei costi di gestione e dello sconto fiscale nel determinare la convenienza del teleriscaldamento ferrarese è sempre stata sostenuta da Hera.

Già nel 2013 Hera, in una presentazione preparata per un incontro in Comune⁹⁸, aveva presentato stime dalle quali emergeva chiaramente che quelli erano i driver principali della convenienza del teleriscaldamento, come risulta dalla figura seguente, nella quale il costo di acquisto del gas (per produrre una data quantità di calore, con un rendimento della caldaia del 75%) IVA inclusa è inferiore al costo del teleriscaldamento IVA inclusa, mentre la gerarchia dei due sistemi si inverte aggiungendo lo sconto fiscale e ancor di più i costi di gestione.

⁹⁷ Cfr. doc. 75.

⁹⁸ La presentazione è disponibile in rete all'indirizzo https://old.comune.fe.it/3503/attach/superuser/docs/tlr_ferrara_geotermia3incontro.pdf.

Figura 7: confronto tra costo del teleriscaldamento e costo del riscaldamento a gas naturale, tariffa monomia, II trimestre 2013.



Fonte: elaborazioni PWC su dati Hera

III.3.4.3 La tariffa binomia

119. La presenza di diversi scaglioni di prezzo rende più complessa e difficile la descrizione dell'andamento della tariffa binomia e l'effettuazione di confronti. Pur essendo possibile confrontare gli andamenti di singoli scaglioni particolarmente rilevanti per la spesa dei consumatori, un confronto effettivamente significativo richiede l'individuazione di un cliente tipo per il quale calcolare l'evoluzione della spesa media nel tempo.

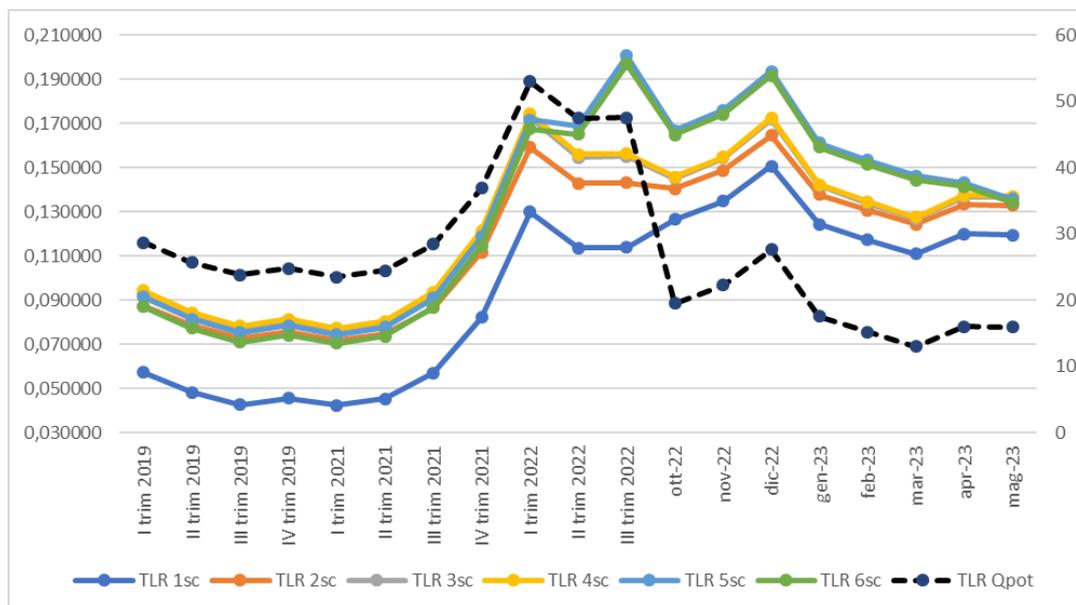
Nel seguito verranno presentati prima il confronto tra gli scaglioni tariffari del TLR e quelli delle condizioni di tutela di ARERA per i condomini e poi il confronto basato sulla spesa di un condominio tipo ferrarese.

In tutti i casi le condizioni di tutela sono state valorizzate utilizzando la PCS di Ferrara fornita da Hera, mentre la trasformazione da €/smc a €/kWh è stata effettuata sulla base delle formule e dei valori utilizzati da Hera⁹⁹, ipotizzando un rendimento della caldaia dell'80% laddove non diversamente indicato. Inoltre, è stato considerato anche il coefficiente altimetrico CA, come fa Hera.

120. La figura seguente mostra l'andamento nel tempo dei sei scaglioni tariffari principali del teleriscaldamento e della quota potenza, che riflette principalmente l'andamento del prezzo all'ingrosso del gas naturale e, da ottobre 2022, la nuova formula di calcolo del prezzo del calore del teleriscaldamento.

⁹⁹ La conversione da €/Smc a €/kWh avviene moltiplicando il prezzo espresso in €/Smc per 860/PCI*rendimento, dove PCI = 8250 kcal/Smc e rendimento = 0,8 oppure 0,9.

Figura 8: andamento scaglioni tariffari TLR Ferrara, genn. 2019 – maggio 2023 (IVA esclusa) (€/kWh)



Scala a sinistra: €/kWh; scala destra (quota potenza): €/kW/anno

Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 70, 81

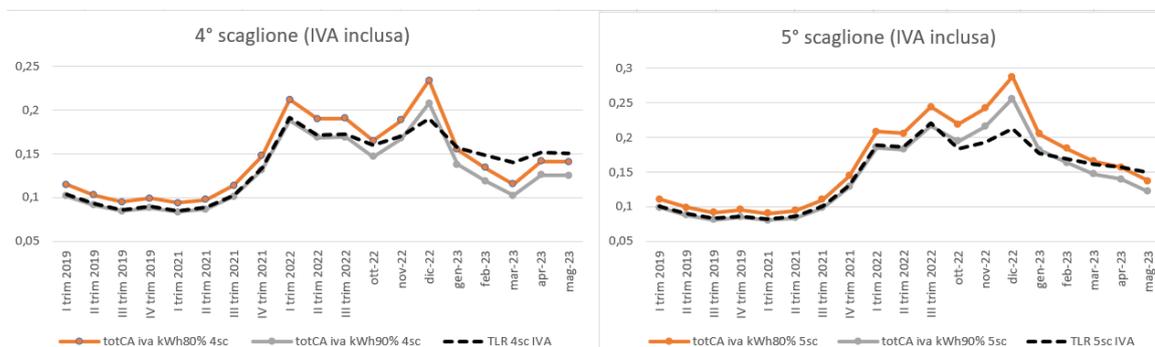
L'allontanamento degli scaglioni a partire dal I trimestre 2022 è frutto dell'andamento dei sottostanti scaglioni tariffari ARERA¹⁰⁰ e in particolare di variazioni nell'allocazione dei costi di distribuzione tra gli scaglioni stessi.

L'andamento decrescente della quota potenza (che è basata sulla tariffa per il quarto scaglione) a partire dal medesimo trimestre è frutto prima della medesima riallocazione e poi, dall'ottobre 2022 in poi, dell'entrata in vigore della nuova formula tariffaria GEO.

121. La figura seguente mette a confronto gli andamenti del prezzo del TLR e del costo del calore ottenuto mediante una caldaia a gas per il 4° e il 5° scaglione tariffari (IVA inclusa), i più rilevanti per le utenze condominiali ferraresi.

¹⁰⁰ La parte variabile della tariffa di Hera è basata sugli scaglioni per i clienti domestici, non condominiali, ma tale circostanza non comporta alcuna distorsione: le condizioni di tutela per i condomini domestici nel mercato del gas naturale sono sostanzialmente uguali a quelle dei clienti domestici per la parte variabile (che coincide con quella dei domestici dal IV trimestre 2021) e se ne differenziano solo per le quote fisse più elevate.

Figura 9: confronto scaglioni tariffari TLR Ferrara e ARERA, genn. 2019 – maggio 2023 (€/kWh)



Fonte: elaborazioni su doc. 81 e tariffe disponibili sul sito ARERA

Come si può osservare, fino al terzo trimestre 2022 incluso lo scaglione del TLR (al lordo dello sconto fiscale) è sempre inferiore al corrispondente costo per il riscaldamento a gas con rendimento all'80% e risulta sempre leggermente superiore al costo del riscaldamento a gas con un rendimento della caldaia del 90%. Le modifiche introdotte dall'Addendum hanno un forte impatto positivo nel quarto trimestre 2022, abbassando il prezzo del TLR. Nel corso del 2023 il quarto scaglione della tariffa TLR si mantiene costantemente al di sopra del corrispondente scaglione del riscaldamento a gas (anche con rendimento all'80%), mentre il quinto scaglione del TLR supera quello del riscaldamento a gas solo nell'aprile 2023 con rendimento all'80% e da febbraio 2023 con rendimento al 90%.

Se si sottrae dallo scaglione del TLR lo sconto fiscale, il 4° scaglione del TLR risulta uniformemente più basso del corrispondente scaglione del riscaldamento a gas se si considera un rendimento dell'80%, mentre con un rendimento del 90% a partire da febbraio 2023 rimane uno svantaggio per il TLR. Il 5° scaglione vede il prezzo netto del TLR uniformemente più basso del corrispondente scaglione per il riscaldamento a gas naturale, a prescindere dal rendimento della caldaia.

122. Qualora al posto delle aliquote IVA ordinarie per il gas naturale (10% per i primi due scaglioni, 22% per gli altri) si utilizzassero quelle ridotte al 5% in vigore dal 1/1/2022 al 31/12/2023, il vantaggio del TLR nel 2022 rispetto al riscaldamento a gas (rendimento 80%) rimarrebbe, grazie allo sconto fiscale. Nel 2023 il 4° scaglione del riscaldamento a gas sarebbe più conveniente nonostante lo sconto fiscale, mentre per il 5° scaglione ciò accadrebbe solo a partire da aprile.

123. Il vantaggio del TLR sussiste per tutti gli scaglioni¹⁰¹ fino al gennaio 2023 incluso. Successivamente emerge una differenza a favore del riscaldamento a gas, che si estende a tutti gli scaglioni più rilevanti di consumo per i mesi di febbraio e marzo (gli scaglioni da 1 a 4) e aprile e maggio (i primi due scaglioni).

124. Il prezzo medio che un consumatore effettivamente paga dipende da come il suo consumo si ripartisce tra gli scaglioni tariffari e dal peso delle componenti fisse. Per indagare questi aspetti si sono confrontate le spese di un condominio-tipo ferrarese con il TLR e con il riscaldamento a gas¹⁰².

¹⁰¹ Con l'eccezione del primo scaglione di ottobre 2022 e gennaio 2023.

¹⁰² Al fine di effettuare un confronto significativo, è stato usato l'identico profilo di consumo che risulta per il 2022 dalla documentazione agli atti per l'intero periodo.

125. Il condominio tipo è stato costruito considerando il consumo medio di tutti gli utenti ferraresi che nel 2022 avevano la tariffa binomia domestica secondo il database acquisito in ispezione¹⁰³, per i quali risultava una potenza installata > 1 kW e che sono stati allacciati al teleriscaldamento per tutto il 2022, essendo stati loro fatturati consumi sia a gennaio che a dicembre 2022. La tabella 6 seguente ne riporta le caratteristiche. Al fine di confrontare come è variata la spesa al variare dei prezzi, le quantità consumate sono state fissate per tutti i periodi considerati pari a quelle del 2022.

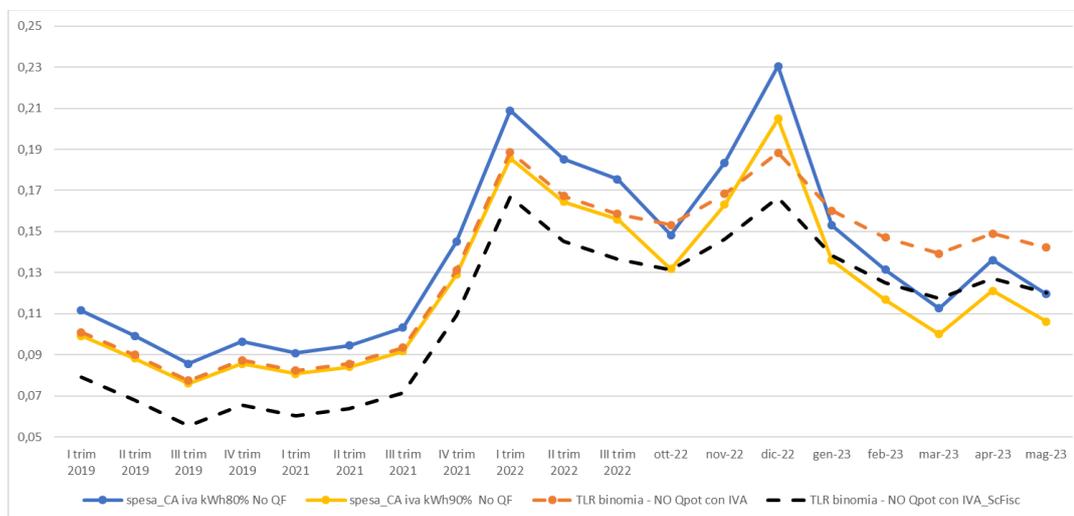
Tabella 6: il condominio – tipo a tariffa binomia domestica

Numero di utenti				131				Potenza installata media (kW)				238			
Consumo medio (kWh)															
gen-22	feb-22	mar-22	apr-22	mag-22	giu-22	lug-22	ago-22	set-22	ott-22	nov-22	dic-22	tot			
46.770,58	34.789,64	32.236,18	16.184,95	3.280,91	2.752,42	1.896,90	2.073,75	2.565,12	5.108,46	21.737,18	36.131,26	205.527,34			
I trim				II trim				III trim				IV trim			
113.796,39				22.218,28				6.535,77				62.976,90			
Spese di manutenzione (€/kWh)			0,01		Ammortamento caldaia (€/kWh)			0,0139		Totale spese di gestione (€/kWh)			0,0239		

N.B: costo della caldaia stimato secondo stime ARERA (108 €/kW), durata 15 anni; spese di manutenzione annuali stimate secondo ARERA in 10 €/MWh.

126. Un primo confronto può essere effettuato sulla sola parte della tariffa commisurata al calore consumato (figura 10).

Figura 10: confronto spesa condominio tipo senza quote fisse (€/kWh)



Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 70, 81

127. Fino al terzo trimestre 2022, il prezzo medio del calore nel servizio di teleriscaldamento (parte variabile, iva inclusa ma senza sconto fiscale) risulta inferiore alla corrispondente spesa media (parte

¹⁰³ Cfr. doc. 97 ISP FE. Sono stati considerati solo i clienti che avevano consumi positivi sia all'inizio che alla fine dell'anno, per escludere i nuovi allacci o le disconnessioni in corso d'anno, nonché i clienti per cui non era riportata la potenza o era posta pari a 1.

variabile) per il riscaldamento al gas con una caldaia con rendimento medio stagionale dell'80% e leggermente superiore a quello sostenibile con una caldaia con un rendimento del 90%. L'aggiunta dello sconto fiscale rende il teleriscaldamento significativamente più conveniente a prescindere dal rendimento della caldaia.

Nel periodo ottobre 2022 – gennaio 2023 il teleriscaldamento appare meno competitivo: se si esclude dicembre 2022, è solo grazie allo sconto fiscale che il prezzo del calore da teleriscaldamento riesce a pareggiare la spesa per riscaldamento con una caldaia con efficienza del 90%.

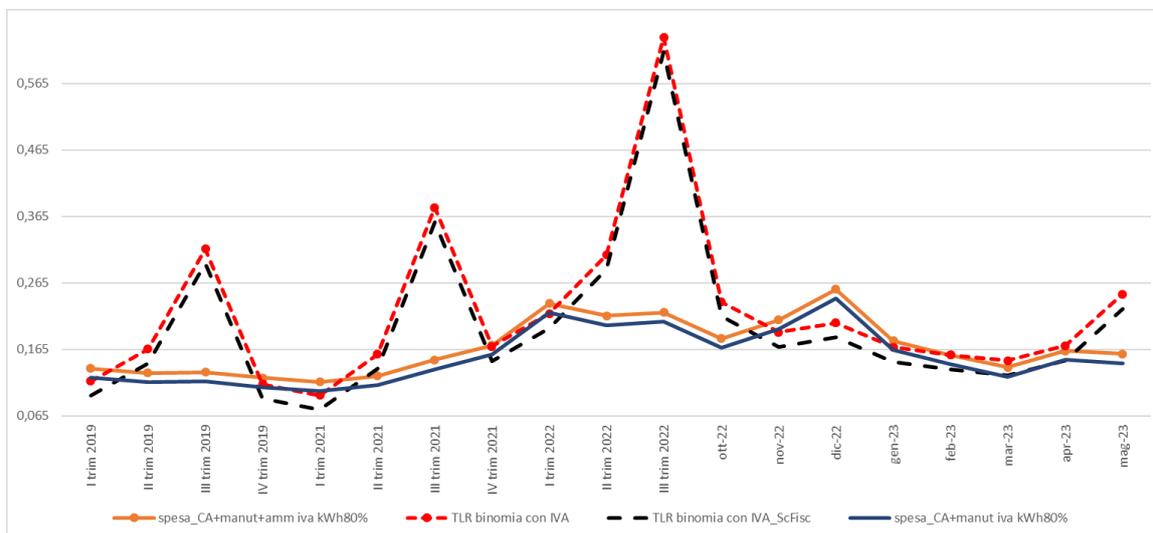
A partire da febbraio 2023, a causa della rigidità indotta dal prezzo fisso per la componente geotermica, il teleriscaldamento risulta meno costoso del riscaldamento a gas naturale con rendimento della caldaia all'80% solo grazie allo sconto fiscale, mentre la maggiore efficienza della caldaia con rendimento del 90% porta la spesa per il riscaldamento a gas (parte variabile) al di sotto del prezzo del calore del teleriscaldamento inclusivo dello sconto fiscale.

128. Una comparazione completa della spesa richiede tuttavia la considerazione anche delle componenti indipendenti dal calore consumato (quota fissa, quota potenza) nonché delle spese di manutenzione per la caldaia a gas.

L'inclusione di tali componenti modifica significativamente i risultati del confronto, a causa dell'elevato valore assunto dalla quota potenza inclusa nella tariffa binomia.

Tale quota pesa proporzionalmente di più nel secondo e terzo trimestre, dove la quantità di calore consumata è inferiore, dando alla tariffa del teleriscaldamento un tipico andamento stagionale con un picco durante la stagione estiva (terzo trimestre).

Figura 11: confronto spesa condominio tipo, incluse quota fissa, quota potenza e spese di manutenzione (€/kWh)



Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 70, 81 e dati pubblici ARERA

129. Confrontando il prezzo del TLR con la spesa media per il riscaldamento a gas, comprensiva delle spese di manutenzione (linea blu continua), si nota immediatamente che fino all'ottobre 2022 nei trimestri ad alta domanda il prezzo del TLR al lordo dello sconto fiscale (linea rossa tratteggiata)

è sostanzialmente uguale alla spesa media del riscaldamento a gas e l'unico risparmio coincide dunque con lo sconto fiscale. L'aggiunta degli ammortamenti renderebbe il TLR più conveniente del riscaldamento a gas a prescindere dello sconto fiscale.

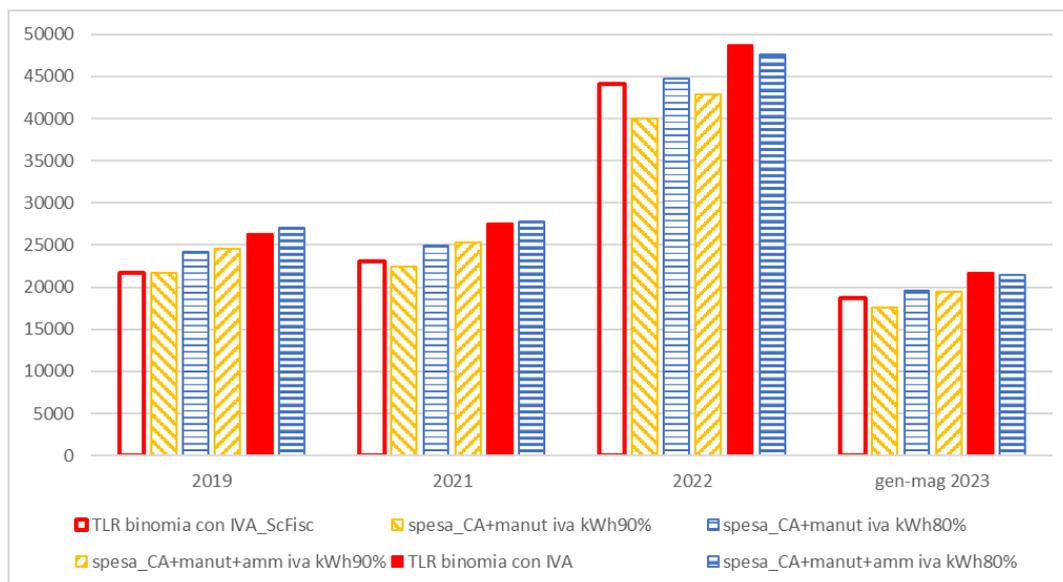
Fino all'ottobre 2022 incluso, invece, nei periodi di bassa domanda il prezzo del calore da TLR è molto più alto della spesa con il riscaldamento a gas, a prescindere dallo sconto fiscale e dall'inclusione degli ammortamenti.

Nel periodo novembre – dicembre 2022 il calore da teleriscaldamento appare più conveniente del riscaldamento a gas, in particolare nel dicembre 2022.

Tale convenienza si erode rapidamente nel 2023: in tutto il periodo gennaio – aprile 2023 il teleriscaldamento risulta più conveniente del riscaldamento a gas soltanto al netto dello sconto fiscale, e nel maggio 2023 la riduzione della domanda annulla del tutto tale convenienza.

130. Il grafico 12 seguente compara la spesa annuale per il teleriscaldamento del condominio tipo a tariffa binomia (al lordo e al netto dello sconto fiscale), con la spesa annuale con il riscaldamento a gas, con e senza ammortamenti e con un rendimento medio stagionale della caldaia dell'80% o del 90%.

Figura 12: confronto tra le spese del condominio-tipo con il TLR e il riscaldamento a gas in diverse ipotesi (euro/anno; per il 2023 euro sul periodo)



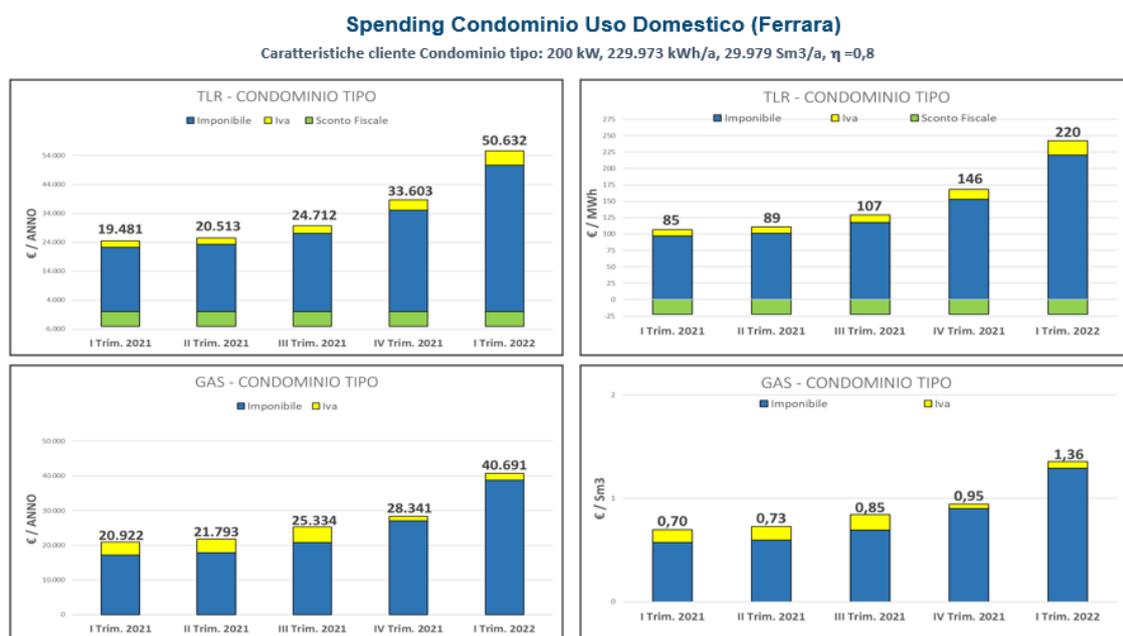
Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 70, 81 e dati pubblici ARERA

131. Il confronto tra le spese annuali a parità di quantità consumate mostra come il teleriscaldamento nel 2021-2022 sia diventato progressivamente più costoso, al punto che solo lo sconto fiscale ne ha garantito la competitività rispetto al riscaldamento a gas e soltanto in presenza di caldaie con un rendimento medio stagionale dell'80%: la spesa per il riscaldamento a gas con una caldaia più efficiente (rendimento medio stagionale del 90%) risulta inferiore a quella del teleriscaldamento nel 2022 del 10% considerando i soli costi di manutenzione annuale e del 3% circa considerando anche le quote di ammortamento.

Nel 2023 lo sconto fiscale assicura la competitività del teleriscaldamento rispetto al riscaldamento a gas meno efficiente, mentre il riscaldamento a gas con caldaie efficienti permette una spesa inferiore del 7% circa rispetto al teleriscaldamento qualora non si considerino le quote di ammortamento.

132. Questi risultati appaiono coerenti anche con alcune simulazioni¹⁰⁴ svolte da Hera sul periodo I trim. 2021 – I trim. 2022, che mostrano, per un condominio tipo leggermente differente da quello considerato in precedenza, un vantaggio di spesa del riscaldamento a gas rispetto al TLR a partire dall'ultimo trimestre 2021.

Figura 13: confronto spesa per un condominio -tipo I trim. 2021 – I trim. 2022



Fonte: documentazione interna HERA

133. Anche le analisi effettuate da Hera per dimostrare la convenienza dell'allaccio al TLR per un condominio di Ferrara¹⁰⁵ mostrano come il teleriscaldamento, nel periodo ottobre 2019 – settembre 2022, non sia stato particolarmente conveniente in termini di spesa energetica: la spesa "energetica" per il riscaldamento a gas è inferiore a quella per il teleriscaldamento, anche includendo l'IVA¹⁰⁶. Il vantaggio del teleriscaldamento deriva da un lato dallo sconto fiscale e, dall'altro lato, dai costi accessori del riscaldamento a gas naturale, oltre metà dei quali sono rappresentati dall'ammortamento delle caldaie (cfr. figura 14).

¹⁰⁴ Cfr. doc. 108 ISP-FE.

¹⁰⁵ Cfr. doc. 53 ISP-FE

¹⁰⁶ Nel periodo ottobre. 2021 - settembre 2022 era in vigore l'IVA ridotta al 5% sul gas metano. Anche con l'IVA al 22%, la spesa energetica per il riscaldamento a gas (77.569 euro) sarebbe stata inferiore a quella per il teleriscaldamento (78.185 euro).

Fig. 14: confronto spesa TLR – gas per un condominio ferrarese (ott. 2019 – sett. 2022)

Spesa gas (Inclusa)							
Periodo	Potenza termica caldaie (kW)	Consumo Gas (Smc) da bollette	Costo energetico (€) i.e.	Iva	Costo energetico (€) i.i.	Costi accessori gas (€/a) i.i.	Totale costo servizio gas i.i. (€/a)
ott 2019/sett 2020	300	41.543	25.166,39	5.536,61	30.703,00	7.460,00	38.163,00
ott 2020/sett 2021	300	39.279	23.699,48	5.213,88	28.913,36	7.460,00	36.373,36
ott 2021/sett 2022	300	45.800	63.581,47	3.179,07	66.760,54	7.460,00	74.220,54

Spesa teleriscaldamento (Iva inclusa)							
Periodo	TLR Potenza contrattuale (kW)	Consumo Tlr (kWh)	Costo energetico (€) i.e.	Iva (€)	Costo energetico (€) i.i.	sconto fiscale (€)	Totale Spesa TLR (€/a) i.i.
ott 2019/sett 2020	300	338.599	33.000,77	3.300,08	36.300,85	- 7.432,25	28.868,60
ott 2020/sett 2021	300	320.146	31.761,09	3.176,11	34.937,20	- 7.027,20	27.909,99
ott 2021/sett 2022	300	373.295	71.077,14	7.107,71	78.184,85	- 8.193,83	69.991,03

Stima dei costi annui di gestione di una 2 caldaie a condensazione		
Costo Caldaie	Valutato in €/kW di potenza installata e comprensivo di mano d'opera	Costo (€)
		60.000,00 €
		Costi evitati (€/a)
Ammortamento	Calcolato considerando una vita utile di 15 anni (costo caldaia/15)	4.000,00 €
Gestione Caldaie	Comprende la manutenzione ordinaria (pulizia caldaia, prova fumi, ecc..) e straordinaria. Sono stati valutati i costi nell'arco temporale di 15 anni e suddivisi poi per anno.	2.400,00 €
Energia elettrica bruciatore	Calcolato in funzione della potenza tecnica della caldaia, sulla base del numero di ore di funzionamento annue della tariffa elettrica attuale.	1.060,00 €
		7.460,00 €

Fonte: doc. 53 ISP-FE, file Presentazione CONDOMINIO 3 P_V3.pptx

Diversamente, nel periodo ottobre – dicembre 2022 il teleriscaldamento risulta, anche in termini di spesa energetica, più conveniente del riscaldamento a gas.

134. Risultati simili emergono anche da una presentazione¹⁰⁷ di risposta ad alcune lamentele di [omissis]: IVA esclusa, la spesa energetica per il TLR (al netto dello sconto fiscale) è più alta di quella per il riscaldamento a gas nel 2022 e di poco inferiore nel 2021; aggiungendo le spese operative il teleriscaldamento diventa invece più conveniente.

Per quanto riguarda il trimestre gennaio-marzo 2023, la spesa energetica per il TLR (al netto dello sconto fiscale) risulta marginalmente superiore a quella del riscaldamento a gas. Aggiungendo le spese operative, il riscaldamento a gas appare meno conveniente, ma in realtà senza lo sconto fiscale il TLR sarebbe meno conveniente del riscaldamento a gas, anche includendo nella spesa le spese operative e gli ammortamenti.

¹⁰⁷ Cfr. doc. 2 ISP-FE

Considerando invece il periodo ottobre 2022 – maggio 2023, la spesa (IVA esclusa) per il riscaldamento a gas, comprensiva di spese operativa e ammortamenti, risulta di soli 40 euro superiore a quella del teleriscaldamento (IVA esclusa) senza considerare il beneficio fiscale: la convenienza del teleriscaldamento è data quindi dal beneficio fiscale.

135. Infine, anche gli esempi¹⁰⁸ sottoposti al Comune di Ferrara nel corso dell'incontro del 19 giugno 2023 offrono il medesimo quadro: (i) nel periodo ottobre 2022 – aprile 2023, la spesa energetica per il riscaldamento a gas (lordo IVA) è inferiore a quella per il teleriscaldamento al lordo dello sconto fiscale; (ii) nel periodo gennaio – aprile 2023, a parità di IVA la spesa per il teleriscaldamento risulta inferiore alla spesa per il riscaldamento a gas (spese operative e ammortamento inclusi) solo grazie al beneficio fiscale.

Da tali esempi emerge inoltre che nel 2023 la spesa variabile per il teleriscaldamento cresce rispetto alla situazione pre-convenzione, mentre la quota potenza diminuisce nettamente. Il risparmio nella spesa per il teleriscaldamento post-Convenzione nel 2023 è dovuto esclusivamente al risparmio nella quota potenza.

III.3.4.4 Offerta condomini

136. L'“Offerta condomini” indicizzata al Pfor ha coperto circa metà dei consumi domestici della rete di TLR ferrarese nel 2022. Anche in questo caso è stato costruito, con le stesse modalità descritte per la tariffa binomia, un condominio-tipo, le cui caratteristiche sono riportate nella tabella 7.

Tabella 7: condominio-tipo a tariffa “offerta condomini”

Numero di utenti		186		Potenza installata media (kW)		232							
Consumo medio (kWh)													
gen-22	feb-22	mar-22	apr-22	mag-22	giu-22	lug-22	ago-22	set-22	ott-22	nov-22	dic-22	tot	
45.686,59	34.280,75	30.990,18	12.714,57	2.267,69	2.189,94	1.668,04	1.446,51	1.818,89	3.781,48	19.228,88	32.466,43	188.539,95	
I trim				II trim				III trim				IV trim	
110.957,51				17.172,20				4.933,44				55.476,80	

Spese di manutenzione (€/kWh)	0,01	Ammortamento caldaia (€/kWh)	0,0148	Totale spese di gestione (€/kWh)	0,0248
-------------------------------	------	------------------------------	--------	----------------------------------	--------

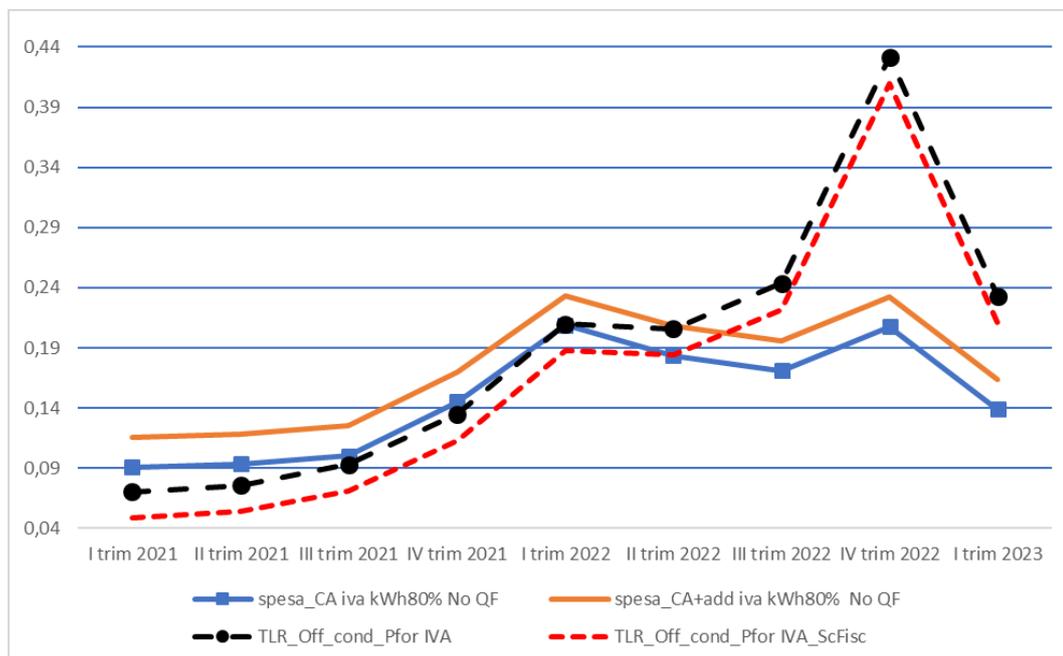
N.B: costo della caldaia stimato secondo stime ARERA (108 €/kW), durata 15 anni; spese di manutenzione annuali stimate secondo ARERA in 10 €/MWh.

137. La figura 15 seguente confronta l'andamento dei prezzi di questa offerta, per la sola parte variabile¹⁰⁹, con la spesa media (€/kWh) del condominio – tipo (escluse le spese fisse).

¹⁰⁸ Cfr. doc. 89 ISP-FE. Gli esempi riguardano specificamente il condominio Il Quartiere e la Coop. Castello, entrambi segnalanti nel presente procedimento.

¹⁰⁹ Per il primo trimestre 2023 è stato utilizzato un Pfor pari a 0,12608 €/kWh (cfr. doc. 64 ISP-FE) e la tariffa finale è stata calcolata come media ponderata dell'offerta condominio e del prezzo fisso del calore geotermico, con peso pari alla quota a consuntivo di quest'ultima.

Fig. 15: andamento prezzo del TLR – Offerta Condomini e della spesa media del riscaldamento a gas – solo quota variabile (€/kWh)



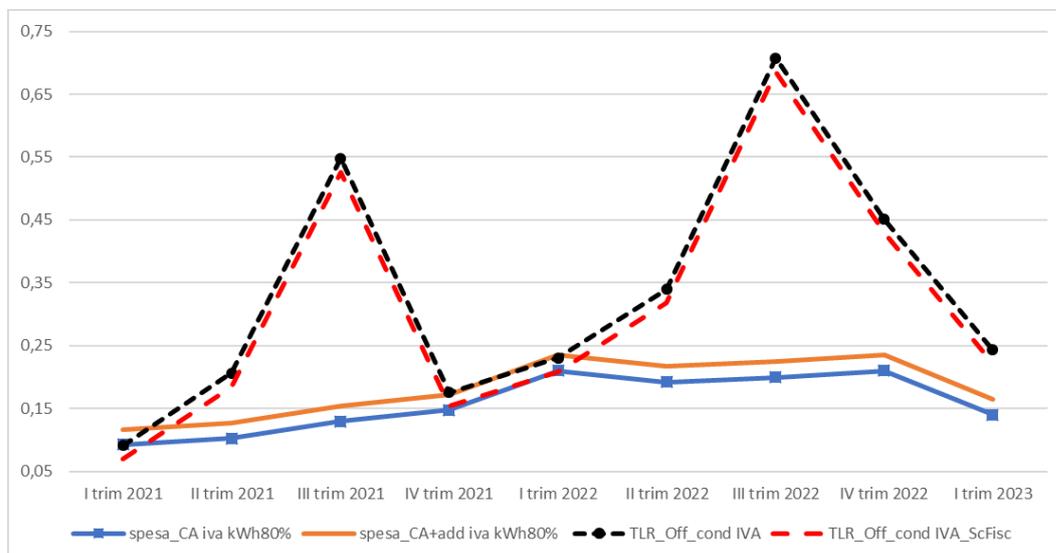
Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 64 ISP-FE e dati pubblici ARERA

Nel corso del 2021 il prezzo del teleriscaldamento (IVA incluso e al lordo dello sconto fiscale) si avvicina alla spesa media del riscaldamento a gas (IVA inclusa), per raggiungerla nel primo trimestre 2022 e superarla nel secondo trimestre 2022. Se si considerano da un lato lo sconto fiscale (linea tratteggiata rossa) e dall'altro le spese di gestione (linea continua arancione), si vede che il prezzo del TLR al netto del beneficio fiscale risulta superiore alla spesa media per il riscaldamento a gas (spese di gestione incluse) a partire dal terzo trimestre 2022. La differenza risulta particolarmente ampia nel quarto trimestre 2022, raggiungendo il 100% circa.

138. Se si considerano anche le componenti che non variano in proporzione al consumo (quote fisse per il riscaldamento a gas, “quota servizio” per l’Offerta Condomini¹¹⁰), l’Offerta Condomini risulta più conveniente del riscaldamento a gas naturale solo nel primo trimestre 2021 (considerando lo sconto fiscale per il TLR e le spese di gestione aggiuntive per il riscaldamento a gas) e nel quarto trimestre 2021 e nel primo trimestre 2022 (esclusivamente grazie allo sconto fiscale che porta il prezzo del TLR al di sotto del costo medio del riscaldamento a gas inclusivo delle spese di gestione). Negli altri trimestri il significativo peso monetario assunto dalla quota proporzionale alla potenza installata erode il vantaggio del teleriscaldamento e accentua il vantaggio del riscaldamento a gas naturale soprattutto nei trimestri a più bassi consumi, dove tale quota incide proporzionalmente di più.

¹¹⁰ Per il quarto trimestre 2022 e il primo trimestre 2023 è stata considerata la sola parte della Quota Servizio attribuibile alla fonte non geotermica.

Fig. 16: andamento prezzo del TLR – Offerta Condomini inclusivo della quota potenza e della spesa media del riscaldamento a gas inclusiva delle quote fisse (€/kWh)

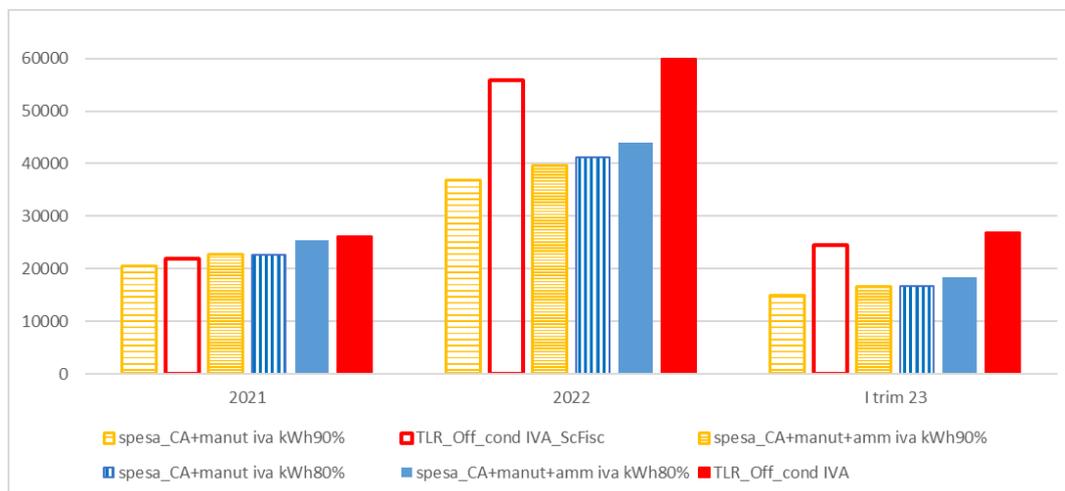


Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, doc. 64 ISP-FE e dati pubblici ARERA

139. Se si guarda infine all'andamento della spesa annuale, emerge che l'Offerta Condomini nel 2021 (i) appariva economicamente più conveniente della spesa con riscaldamento a gas e caldaia con rendimento all'80% solo in virtù dello sconto fiscale e (ii) risultava più conveniente del riscaldamento a gas con una caldaia più efficiente solo aggiungendo alla spesa per quest'ultima anche l'ammortamento.

Nel 2022 e nel primo trimestre 2023 la spesa per il teleriscaldamento risulta largamente superiore a quella per il riscaldamento a gas naturale, qualsiasi sia il rendimento delle caldaie e anche includendo in tale spesa l'ammortamento della caldaia.

Fig. 17: andamento annuale della spesa TLR – Offerta Condomini e della spesa media del riscaldamento a gas (€/anno, €/trimestre)

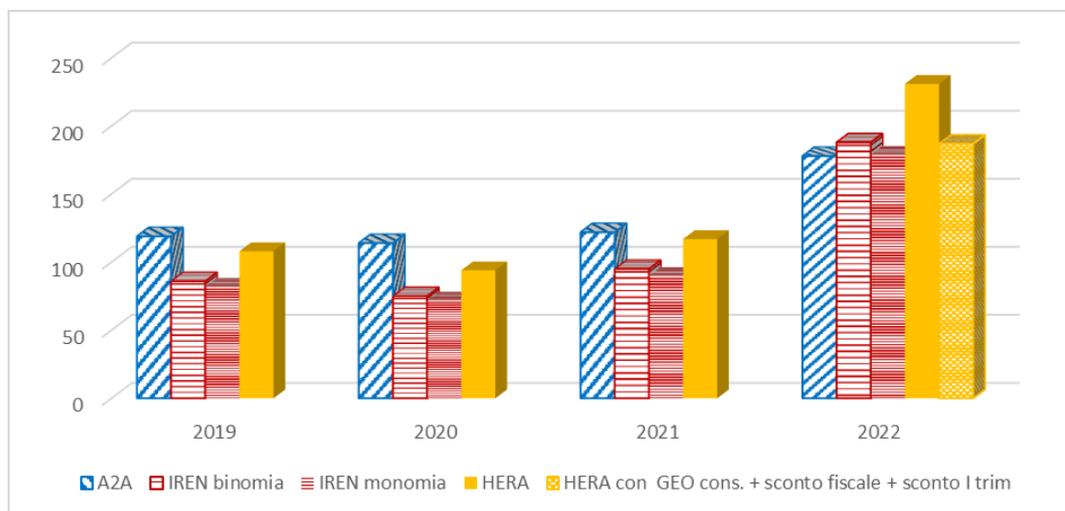


Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, doc. 64 ISP-FE e dati pubblici ARERA

III.3.5. Confronti con i prezzi praticati da A2A e Iren

140. Hera ha svolto nell'aprile 2023 una comparazione tra le tariffe ferraresi e le tariffe praticate da A2A e Iren nel periodo 2019-2022 per un condominio tipo (potenza 200kW, consumo annuale 240 MWh distribuiti secondo un profilo tipico ferrarese). I risultati sono riassunti nella fig. 18.

Fig. 18: confronto tariffe A2A, Iren e Hera – Ferrara (€/MWh)



Fonte: documentazione interna Hera

Il grafico mostra come nel 2021 il divario tra le tariffe di A2A (cui sono stati aggiunti le spese di gestione e manutenzione e l'ammortamento della caldaia per ragioni di comparabilità) e quelle di

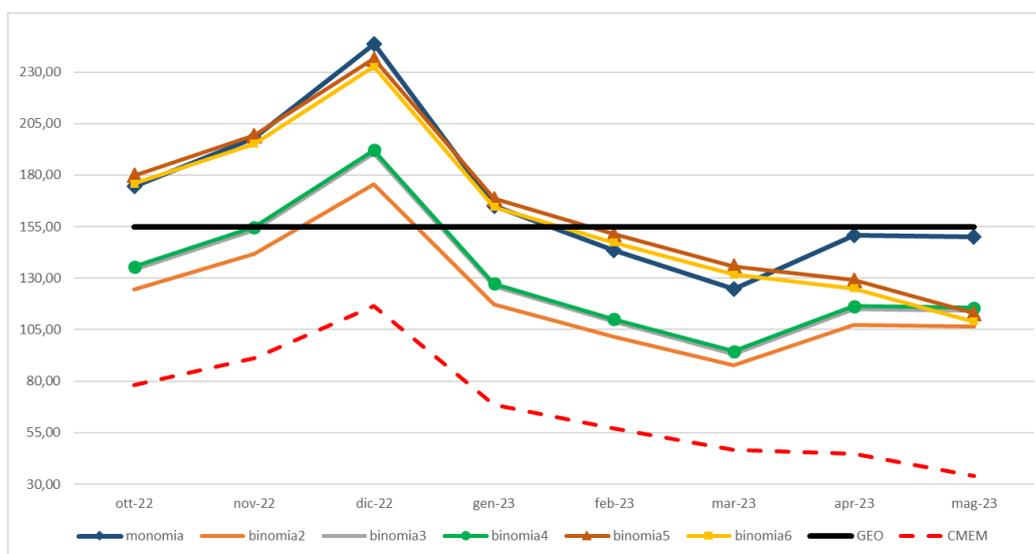
Hera si riduca, per invertirsi completamente nel 2022, quando le tariffe di Hera sono le sole a superare i 200 €/MWh. L'introduzione della tariffa GEO e altri interventi riportano Hera al livello della tariffa binomia di Iren ed entrambe rappresentano le tariffe più elevate tra quelle considerate.

III.3.6. Confronto tra l'andamento della tariffa basata sul gas e il prezzo fisso della componente geotermica

141. La modifica tariffaria introdotta con l'Addendum risulta vantaggiosa per gli utenti della rete ferrarese nella misura in cui il prezzo "base" del calore (cioè il prezzo della componente di origine non geotermica) risulti superiore a 155 €/MWh, mentre risulterà svantaggiosa in caso contrario; paradossalmente, tale svantaggio sarà tanto maggiore quanto più elevata è la quota di energia da fonte geotermica.

142. La figura 19 confronta l'andamento del prezzo base monomio per gli utenti domestici¹¹¹ e dei principali scaglioni¹¹² della parte variabile della tariffa binomia domestica base con il livello del prezzo fisso per la componente geotermica (GEO)¹¹³ e con l'andamento della CMEM, che rappresenta il principale parametro che determina le variazioni del prezzo nel regime di tutela gas.

Fig. 19: confronto tra l'andamento del prezzo monomio e dei principali scaglioni della parte variabile della tariffa base, il prezzo fisso del calore geotermico e la CMEM (ott. 2022 – mag. 2023, €/MWh).



Fonte: elaborazioni su dati docc. 70, 81 e dati pubblici ARERA

¹¹¹ La tariffa monomia e i prezzi degli scaglioni di consumo per i clienti non domestici sono inferiori a quelli dei clienti domestici.

¹¹² Il prezzo del primo scaglione è sempre significativamente inferiore a quello del secondo; quelli del terzo e del quarto sono quasi coincidenti; il prezzo del settimo scaglione è inferiore a quello del sesto.

¹¹³ Nel caso della tariffa binomia, l'applicazione del prezzo fisso per la componente geotermica è effettuata scaglione per scaglione.

143. Si osserva immediatamente che il prezzo fisso: (i) è stato *inferiore* alla tariffa monomia da ottobre 2022 a gennaio 2023; (ii) è stato *inferiore* al prezzo del quinto e del sesto scaglione della tariffa binomia base da ottobre 2022 a gennaio 2023; (iii) è stato *inferiore* al prezzo di tutti i principali scaglioni della tariffa binomia base nel mese di dicembre 2022; (iv) è stato *superiore* alla tariffa monomia e agli scaglioni della tariffa binomia a partire da febbraio 2023¹¹⁴.

144. Dunque l'introduzione del prezzo fisso: (i) ha avvantaggiato fino a gennaio 2023 gli utenti a tariffa monomia, (ii) ha avvantaggiato gli utenti a tariffa binomia nel dicembre 2023, (iii) nel periodo ottobre 2022 – gennaio 2023 ha avvantaggiato i clienti a tariffa binomia più grandi con la maggior parte dei consumi negli scaglioni più elevati e svantaggiato quelli con la maggior parte dei consumi nei primi 4 scaglioni, con l'eccezione del mese di dicembre 2022, (iv) ha svantaggiato tutti gli utenti a partire dal febbraio 2023.

III.3.7. L'introduzione del prezzo fisso GEO da parte di Hera a Ferrara

145. Nella presentazione interna del Piano Industriale 2023-2026 avvenuta nel novembre 2022 si ripercorre brevemente la vicenda della modifica della tariffa a Ferrara¹¹⁵ rilevando che il sistema di TLR di Ferrara è “*alimentato da fonte geotermica (40%), WTE (45%) e caldaia (15%). La Geo rende il sistema un «unicum» tra i sistemi TLR di Hera. La turbolenza sui mercati energetici degli ultimi 12 mesi ha comportato una crescita significativa delle tariffe del teleriscaldamento*”. Quest'ultima circostanza ha determinato, come evidenziato da una grande freccia nella slide, una “*Pressante richiesta del territorio ferrarese di bloccare i prezzi del teleriscaldamento per la parte prodotta da fonti non fossili*”.

146. Dalla documentazione ispettiva emerge che in questo quadro alla fine del 2021 il Comune di Ferrara aveva convocato un tavolo tecnico sulle tariffe del teleriscaldamento¹¹⁶ e che nella prima metà del 2022 alcuni amministratori di condominio, a fronte degli elevati importi delle bollette, avevano cominciato a protestare con Hera, sottolineando l'opportunità di una revisione tariffaria che facesse pagare un prezzo correlato all'andamento del gas solo la quota da energia non geotermica¹¹⁷. All'inizio di luglio 2022, a seguito di un articolo pubblicato da “La Nuova Ferrara” riguardante un condominio gravemente indebitatosi per far fronte alle bollette del TLR, il gruppo Misto del Consiglio Comunale di Ferrara presenta un'interpellanza al Sindaco, circa “*il motivo per il quale una fonte alimentata dal calore geotermico e dal recupero di energia dal termovalorizzatore, che utilizza il gas per una frazione residua (il 10-20%) registra incrementi di costi così elevati (dal +130 al 160%)*” e “*la giustificazione del mancato dettaglio in fattura delle voci separate con relativi costi da fonti rinnovabili e da fonti non rinnovabili*”¹¹⁸.

¹¹⁴ Il valore della CMEM dopo maggio 2023 non ha superato quello di aprile 2023.

¹¹⁵ Cfr. doc. 84 ISP-FE, p. 73.

¹¹⁶ Cfr. doc. 98 e doc. 108 ISP-FE.

¹¹⁷ Cfr. doc. 115 ISP-FE, dove un'amministratrice di condominio a metà giugno scrive “*Ferrara è servita da fonte geotermica quindi nei consumi c'è una parte (credo alta perché in tutti i condomini che amministro la temperatura di arrivo viene abbassata) da fonte naturale e una parte che deve essere aiutata con il gas quindi sarebbe trasparente indicare queste quote e farci pagare secondo il prezzo del gas solo quella quota*”.

¹¹⁸ Cfr. il testo dell'interpellanza allegato al doc. 108 ISP-FE.

147. La documentazione acquisita in ispezione testimonia una intensa collaborazione tra Hera e le strutture comunali interessate per rispondere in maniera convincente all'interpellanza: Hera a metà luglio prepara un appunto per facilitare la risposta dell'assessore competente¹¹⁹.

148. È in questo periodo che Hera comincia a svolgere simulazioni circa la profittabilità dell'investimento effettuato nella geotermia ferrarese in presenza di un *cap* di prezzo sul calore di fonte geotermica venduto.

Un documento del 15 luglio 2022 riporta, accanto al piano 2023-26 dell'ATI che gestisce l'estrazione del calore geotermico fornito alla rete di TLR, una prima previsione dell'impatto di diversi livelli del *cap* sulla redditività dell'investimento¹²⁰. I *cap* considerati vanno da 90 a 130 €/MWh e avrebbero comportato una riduzione del margine operativo lordo, rispetto a quanto previsto nel Piano Industriale 2023-2025, di diversi milioni di euro l'anno, in particolare nell'ultimo trimestre 2022¹²¹.

Tra la fine di luglio e l'inizio di agosto 2022 le simulazioni del *cap* vengono articolate¹²² considerando il prezzo della materia prima gas nelle condizioni di tutela definite da ARERA (rappresentato al tempo dall'indice Pfor), il prezzo di vendita del gas (PV) considerando tutti gli oneri ulteriori (cioè le diverse componenti previste da ARERA a copertura dei costi di commercializzazione, degli oneri di perequazione, del trasporto, della distribuzione e degli oneri di sistema e delle accise e delle addizionali regionali, riferiti, ove necessario, al 5° scaglione della tariffa del gas naturale¹²³) - *“per intercettare eventuali interventi di ARERA sulle componenti che incidono sulla tariffa e per permettere un calcolo puntuale delle diverse tipologie di tariffe (per lo stesso valore di PV gas corrispondo €/MWh differenti per le diverse tipologie di tariffe)”*¹²⁴ -, i corrispondenti prezzi del calore secondo l'articolazione tariffaria allora vigente e il prezzo medio del calore secondo la *customer base* del tempo.

L'attenzione si concentra sui valori del prezzo di vendita PV (Pfor+oneri) nel *range* effettivamente coperto nel periodo ottobre 2021-marzo 2022 e sui corrispondenti valori del prezzo medio calore ai quali il *cap* può essere fissato, compresi tra 144 e 215 euro/MWh. Dalle simulazioni emerge che la riduzione del margine operativo lordo – che pesa in particolare sull'ultimo trimestre 2022 - si sarebbe azzerata a partire dal 2026 per valori di poco superiori ai 153 €/MWh (cfr. fig. 20).

Fig. 20: simulazioni di Hera riguardo le eventuali perdite di margine operativo lordo (MOL) dovute all'introduzione di un *cap* sull'energia geotermica

[omissis]

¹¹⁹ Cfr. doc. 108, cit.

¹²⁰ Cfr. doc. 38 ISP-FE. [omissis].

¹²¹ Nel caso di un *cap* di 120 €/MWh o superiore, a partire dal 2026 la riduzione annuale del MOL risulta inferiore al milione di euro.

¹²² Docc. 7 ISP-FE e 70 ISP-FE.

¹²³ Cfr. doc 58.

¹²⁴ Cfr. doc. 46 ISP-FE.

149. Hera considera anche altri due aspetti¹²⁵: (i) l'andamento della redditività del previsto investimento in nuovi pozzi geotermici (che presenterebbe un tasso di rendimento interno ("TIR") superiore al [omissis]% in assenza di *cap*) nell'ipotesi di introduzione di un *cap*; dalle simulazioni emerge come per assicurare il medesimo TIR, il *cap* dovrebbe attestarsi al di sopra di 150 euro/MWh (cioè, al di sopra del Pfor + oneri registrati nel IV trimestre 2021 e pari a 90,9 eurocent/Smc, secondo i dati della tabella precedente); in presenza di un eventuale contributo del Comune di Ferrara di 500.000 euro/anno e/o di un contributo una tantum proveniente dal PNRR, invece, per ottenere il medesimo TIR il *cap* si sarebbe dovuto attestare oltre i 115 €/MWh; (ii) l'impatto sul margine operativo lordo (MOL) di un eventuale prezzo fisso per la componente geotermica; le elaborazioni¹²⁶ indicano che in corrispondenza del Pfor+oneri registrato alla fine del 2021 - cioè, per valori del *cap* superiori a 150 €/MWh - l'impatto sul MOL potrebbe essere addirittura positivo dal 2026.

150. Nel corso del mese di agosto la riflessione viene approfondita e [la situazione viene riassunta nel modo seguente in una corrispondenza tra i vertici di Hera e quelli della Divisione Teleriscaldamento]: "relativamente alle tariffe TLR Ferrara ho provato a fare una riflessione per la gestione contabile del Q4 [quarto trimestre 2022]. Provo a riassumere anche a beneficio di [...]:

- A Ferrara la presenza della geotermia e del calore recuperato dal wte [termovalorizzatore] fa sì che sia intollerabile, per comune e clienti, un prezzo del TLR completamente agganciato al gas, in più il gas beneficia delle detrazioni di IVA delle quali non beneficia il TLR;

- Da fine dell'anno scorso ci chiedono di intervenire sulle tariffe del TLR, cosa che abbiamo fatto in modo leggero nel Q1 [primo trimestre]

- Per il Q4 l'esplosione delle tariffe del gas porterà una ulteriore pressione mediatica.

- La soluzione che abbiamo immaginato è:

- o spiegare che il calore del TLR è indicizzato a EE [energia elettrica] e il beneficio ricade nella tariffa dei rifiuti

- o inserire il calore prodotto dalla geotermia in tariffa con un prezzo fisso indipendente dal gas

- Questo apre un problema in quanto nel q4 22 abbiamo le coperture e utilizzare un prezzo inferiore a quello variabile coperto genera un costo di alcuni milioni di €, per gli anni successivi abbiamo già inserito queste considerazioni sugli obiettivi definiti per il piano.

Per gestire questo problema che si genererebbe sul q4 [omissis]"¹²⁷.

151. Dall'inizio di settembre vengono quindi approfonditi i temi del prezzo fisso e della riduzione dell'impatto di questa modifica tariffaria sui conti di Hera, anche nel contesto di una revisione degli scenari di piano industriale alla luce del concreto andamento delle quotazioni del gas e della domanda¹²⁸.

La documentazione raccolta in ispezione testimonia come, almeno dal 18 settembre 2022, il management di Hera abbia identificato un possibile prezzo fisso obiettivo di 149 euro/MWh per la componente geotermica¹²⁹. Tale prezzo corrisponde a quotazioni all'ingrosso del gas (0,55 €/Smc

¹²⁵ Docc. 7 ISP-FE e 70 ISP-FE.

¹²⁶ Cfr. doc. 70 ISP-FE, slide 22.

¹²⁷ Cfr. doc. 17 ISP-FE.

¹²⁸ Cfr. doc. 114, 46, 81 ISP-FE.

¹²⁹ Cfr. doc. 81 ISP-FE del 18/9/22, in cui [omissis].

al PSV e un Pfor di 0,382 €/Smc) allineate ai valori più bassi tra quelli registrati nel periodo ottobre 2021 – marzo 2022, nettamente inferiori ai valori stimati al 1° settembre 2022 per il quarto trimestre 2022 e per il 2023: 2,59 €/Smc al PSV e un Pfor di 2,52 €/Smc per il quarto trimestre 2022, 2,226 €/Smc al PSV e un Pfor di 2,16 €/Smc per il 2023¹³⁰. Tali quotazioni all'ingrosso si sarebbero tradotte, secondo Hera, in un prezzo medio del calore di 484,33 €/MWh nel IV trimestre 2022 e di 447,28 €/MWh nel 2023¹³¹. Hera prevede¹³² quindi una riduzione dei ricavi pari a circa [5-10] milioni di euro nel IV trimestre 2022 e a oltre [15-20] milioni di euro nel 2023, che impatta anche sulla redditività dell'investimento nella geotermia, il cui tasso di rendimento interno si mantiene però superiore al 50%¹³³.

152. Il 28 settembre 2022 avviene un incontro in Comune con l'Assessore competente, in previsione del quale¹³⁴ il Responsabile Gestione Operativa e Commerciale Teleriscaldamento prepara delle slide che illustrano una proposta di revisione tariffaria basata su un prezzo fisso di 149 €/MWh per la componente geotermica, di cui si stimano gli impatti positivi in termini di minore spesa per alcuni clienti-tipo; si quantifica in circa [5-10] milioni il beneficio per gli utenti nell'ultimo trimestre 2022 (beneficio pari ai minori ricavi stimati da Hera per tale periodo).

Il suddetto Responsabile, nell'inviare le slide al Presidente Esecutivo e Direttore Centrale Mercato di Hera e al Responsabile della Divisione Teleriscaldamento, commenta tale proposta [prospettando la possibilità di proporre al Comune un prezzo fisso più alto, che potrebbe essere portato a 149 €/MWh in cambio di una riduzione del canone concessorio]¹³⁵.

153. La documentazione successiva indica come Hera abbia impostato una contrattazione con il Comune riguardo alla valorizzazione del prezzo fisso per la componente geotermica.

In data 11 ottobre 2022 il Responsabile Gestione Operativa e Commerciale Teleriscaldamento invia al Presidente Esecutivo e Direttore Centrale Mercato di Hera un'e-mail¹³⁶ contenente “*il documento sulla modulazione della tariffa di Ferrara*” che riporta “*Alla slide 7 le proposte sulla valorizzazione del prezzo fisso geo in relazione a quanto il Comune è eventualmente disposto a mettere sul piatto (riduzione del canone di 500K€, annullamento del canone per intero, annullamento fondo allacci [...])*”. Si tratta di 5 proposte, nelle quali il “prezzo GEO” varia, a seconda di “*quanto il Comune è eventualmente disposto a mettere sul piatto*”, da 140 €/MWh (“*Riduzione del canone pagato da Hera al Comune di 1.000.000 €/anno [...] rinuncia al fondo allacci di 300.000 €/a previsto dalla attuale Convenzione fino al 2024 (con successiva rivalutazione) [;] Prolungamento Convenzione Hera – Comune al 2040*”) e 155,3 €/MWh (“*Nessuna riduzione del canone pagato al Comune [...] rinuncia al fondo allacci di 300.000 €/a previsto dalla attuale Convenzione fino al 2024 (con successiva rivalutazione) [;] Prolungamento Convenzione Hera – Comune al 2040*”).

¹³⁰ Cfr. Doc. 46 ISP-FE (mail del 26/9/2022), slide 6, 9 e 12. Nella slide 9 si afferma che un *cap* di 149 €/MWh corrisponde a un prezzo di vendita del gas alle condizioni regolate dall'ARERA (PV) di 1,156 €/Smc (0,55 €/Smc di costo della materia prima al PSV + 0,606 €/Smc di oneri di trasporto, accise ecc). Alternativamente (cfr. doc. 58) il *cap* corrisponde a un Pfor di 0,382 €/Smc e oneri complessivi di 0,54 €/Smc, per un totale di 0,922 €/Smc.

¹³¹ Cfr. doc. 46 ISP-FE (e-mail del 26/9/2022), slide 9 e 12.

¹³² Cfr. *ibidem*, slide 9 e 12.

¹³³ Cfr. *ibidem*, slide 20.

¹³⁴ Cfr. docc. 30 (versione definitiva) e 43 ISP-FE.

¹³⁵ Cfr. doc. 30 ISP-FE.

¹³⁶ Cfr. doc. 35 ISP-BO.

Il documento, dopo alcune piccole revisioni, viene informalmente sottoposto all'attenzione dei vertici comunali¹³⁷.

154. Nei giorni successivi viene raggiunto un accordo, perché in un'e-mail del 17 ottobre¹³⁸ il Presidente Esecutivo e Direttore Centrale Mercato di Hera scrive al Responsabile Gestione Operativa e Commerciale Teleriscaldamento: *“Ipotesi di modifica tariffe e convenzione TLR geotermia Ferrara:*

- Riduzione del fondo allacci a 100 k€ fino a fine convenzione
- Allungamento della convenzione fino al 2040
- Tariffa di 155 €/MWh a partire da ottobre 22
- A partire dal 2025 riduzione del canone percepito dal Comune a 500 k€ e contestuale abbassamento della tariffa a 149 €/MWh”¹³⁹.

La tariffa di 155 €/MWh corrisponde *“a un sottostante costo del gas di 42 c€/smc”*¹⁴⁰.

Questi saranno poi i contenuti effettivi dell'accordo finale tra Hera e il Comune di Ferrara, cristallizzato in un Addendum alla Convenzione esistente.

155. Raggiunto un accordo di massima con il Comune, la suddetta ipotesi viene sottoposta al Consiglio di Amministrazione (“CdA”) di Hera il successivo 19 ottobre. Al CdA la proposta viene presentata come un modo per stabilizzare i margini generati dal servizio di teleriscaldamento ferrarese a un livello superiore a quello medio degli ultimi 10 anni, a fronte del previsto calo delle quotazioni della materia prima gas, ottenendo anche altri benefici (allungamento durata Convenzione, riduzione canone ecc.): *“Alla luce dell’incertezza del contesto normativo, del rischio di un intervento di riduzione anche sui prezzi del calore prodotto da fonti non fossili e in ragione di una previsione di scenario energetico che su un orizzonte pluriennale (coerente con la durata della concessione) vede la commodity gas con un prezzo decrescente a valori coerenti con il precedente periodo precrisi (con conseguente crescente pressione sui margini del TLR in particolare per il calore prodotto da fonte geotermica con una struttura di costi prevalentemente indipendente dal gas), si ritiene opportuno massimizzare l’attuale potere negoziale del Gruppo Hera, cogliendo parzialmente la pressante richiesta del territorio ferrarese di bloccare i prezzi del teleriscaldamento per la parte prodotta da fonti non fossili (83% del totale) oggi indicizzati completamente al gas. [...] In particolare, la scelta operata nel definire il valore del “prezzo fisso Geo” da proporre al Comune ha come sottostante un valore superiore al valore medio del costo del gas nel periodo 2010-2020 e, superiore al valore prospettico atteso fino al 2040. Tale approccio permetterà, in questa fase contingente, di calmierare le tariffe vigenti su Ferrara per gli anni 2023, 2024, 2025, e garantirà al Gruppo come beneficio una marginalità attesa certa e costante sulla quota da produzione geotermica, fino al 2040, grazie al prolungamento della Convenzione attuale.*

In sintesi, quindi, la proposta permetterà di:

¹³⁷ Cfr. doc. 35 ISP-BO e doc. 117 ISP-FE.

¹³⁸ Cfr. doc. 126 ISP-FE.

¹³⁹ Tali ipotesi sono recepite in alcune slide preparate il 18 ottobre dal Responsabile Sviluppo Commerciale e Regolazione TLR e inviate al Responsabile Gestione Operativa e Commerciale Teleriscaldamento, anche in previsione del CdA del 19 ottobre 2022 (docc. 24-25 ISP-FE).

¹⁴⁰ Cfr. doc. 84 ISP-FE, pag. 73.

1. *garantire la marginalità del teleriscaldamento di Ferrara per ulteriori 10 anni successivi al 2030;*
2. *ridurre di circa 10 milioni di euro (sulla durata della concessione) i canoni e i contributi previsti a favore del comune di Ferrara;*
3. *garantire una marginalità fissa, per i prossimi 17 anni, sul calore generato da fonte geotermica, superiore a quella media degli ultimi 10 anni;*
4. *mitigare i rischi di una riduzione dei volumi venduti e migliorare la percezione della convenienza del teleriscaldamento per consentire l'ulteriore sviluppo commerciale previsto sul territorio;*

a fronte di uno sconto medio, calcolato sul totale del calore venduto (tariffa fissa sul calore di provenienza geotermica e tariffa variabile indicizzata al gas sui restanti volumi, coerentemente con gli altri territori), che, con gli attuali scenari di prezzo gas, potrebbe essere del 15-20% per il 2023 e in progressiva riduzione fino al 2025 (scenari di prezzo del gas discendenti)”¹⁴¹.

Dal CdA emerge l'opportunità di sottoporre "l'operazione" al "Comitato Parti Correlate" costituito presso Hera S.p.A., dato che il Comune di Ferrara è anche un azionista di Hera. La bozza di comunicazione al Presidio Operativo per la valutazione delle operazioni con Parti Correlate acquisita in ispezione¹⁴² ripropone la valutazione sottoposta al CdA e riporta l'indicazione (che il Responsabile Sviluppo Commerciale e Regolazione TLR chiede di verificare) "*evidenziare dal punto di vista economico il ritorno per HERA della modifica alla convenzione. In particolare che la riduzione del fatturato viene recuperata dall'allungamento della durata della Convenzione, dall'abbassamento del canone e del fondo allacci*" (tutto maiuscolo nell'originale).

156. Le stime della perdita di ricavi, e quindi del corrispondente "beneficio" per la collettività, appaiono molto sensibili ai valori di confronto utilizzati e all'evoluzione delle aspettative sull'andamento delle quotazioni all'ingrosso del gas naturale.

Per esempio, nelle slide preparate in previsione del CdA¹⁴³, assumendo un prezzo all'ingrosso del gas di 2,59 €/Smc come nello scenario di Piano di Hera, la perdita di ricavi è stimata in 5,3 mln./euro nel quarto trimestre 2022 e in 11,2 mln./euro per il periodo gennaio-settembre 2023. Assumendo invece un prezzo all'ingrosso del gas (al PSV) pari a quello indicato dall'ARERA per la fatturazione in acconto dell'ottobre 2022 (1,96 €/Smc), la perdita si riduce a circa 4,1 mln/euro nell'ultimo trimestre 2022 e a 8,6 mln/euro per il periodo gennaio-settembre 2023.

Un aggiornamento¹⁴⁴ delle stime successivo al CdA riporta dei valori ancora più bassi, a seguito della riduzione dei prezzi all'ingrosso del gas correnti e attesi. Applicando un prezzo all'ingrosso del gas (al PSV) pari a 1,23 €/Smc per il quarto trimestre 2022 e di 1,52 €/Smc per il periodo gennaio-settembre 2023, il beneficio stimato (cioè, la perdita per Hera) si riduce rispettivamente a 2,9 mln/euro e a 5,4 mln/euro. Per il solo mese di ottobre 2022 si stima un beneficio di appena 350.000 euro sulla base del prezzo al PSV del gas di quel mese.

¹⁴¹ Cfr. doc. 47 ISP-FE (la bozza è nel doc. 10 ISP-FE). Una simile presentazione è nelle bozze del Piano Industriale 2023-26 (Cfr. doc. 84 ISP-FE, p. 73). Nel doc. 46 ISP-FE (slide 8) lo scenario di Piano prevede la discesa delle quotazioni del gas al PSV da 2,59 €/Smc del IV trimestre 2022 al 2,22 €/Smc del 2023 e, quindi, una brusca riduzione a 0,719 €/Smc nel 2024, 0,539 €/Smc nel 2025 e 0,38 €/Smc nel 2026.

¹⁴² Cfr. doc. 44 ISP-FE.

¹⁴³ Cfr. docc. 24-25 ISP-FE.

¹⁴⁴ Cfr. doc. 40 ISP-FE del 24/10/22.

La minor riduzione dei ricavi attesi che si profila alla fine di ottobre rispetto a poche settimane prima viene rilevata dal Responsabile Gestione Operativa e Commerciale Teleriscaldamento in occasione della predisposizione del comunicato stampa per comunicare la firma dell'Addendum, secondo il quale *“i valori economici di beneficio [riportati nella bozza di comunicato stampa circolata] sono coerenti con uno scenario che a oggi non si vede più.....o accettiamo di comunicare dei valori più bassi oppure comunichiamo una forchetta [...]. Definiti i valori che vogliamo comunicare magari il testo potrebbe modificarsi un po”*¹⁴⁵.

157. Nell'ultima decade di ottobre viene definito il testo dell'Addendum alla Convenzione che recepisce l'accordo tra Hera e il Comune di Ferrara.

Il testo non è imposto dal Comune, ma è piuttosto il frutto di un intenso scambio tra i vertici del Comune stesso (Assessore competente e dirigente settore Ambiente) e quelli di Hera (Presidente Esecutivo - Direttore Centrale Mercato, top management della Divisione TLR)¹⁴⁶.

L'Addendum viene firmato il 27 ottobre 2022.

Hera predispose un comunicato e una lettera per i clienti la cui gestazione è particolarmente difficile, a causa della consapevolezza che le indicazioni dei risparmi fornite sono legate a ipotesi che potrebbero essere smentite dall'andamento delle quotazioni gas¹⁴⁷. Alla fine si deciderà di non comunicare sconti ma solo il nuovo valore fisso, specificando che vi sarà uno sconto anche sulla quota potenza¹⁴⁸.

158. Nel periodo successivo Hera monitora l'andamento delle quotazioni del gas, in modo da stimare con più accuratezza la perdita di ricavi e quindi i benefici effettivi per i cittadini ferraresi.

Una prima stima del 9 novembre¹⁴⁹ indica uno scostamento del margine primo rispetto al budget nel mese di ottobre 2022 attribuibile per circa 1 milione di euro alla revisione delle tariffe a Ferrara. All'inizio di gennaio 2023 il minor ricavo per Hera nel quarto trimestre 2022 risulta essere di circa 3,6 mln. di euro, a causa dell'aumento della quota geotermica a fronte della riduzione dei consumi¹⁵⁰. Ciò corrisponde a una riduzione media di oltre il 28% rispetto alle tariffe originali, anche se a conguaglio alcuni clienti hanno ricevuto sconti più elevati.

159. A dicembre 2022 cominciano le lamentele degli amministratori di condominio riguardo a bollette contenenti aumenti estremamente elevati delle bollette del teleriscaldamento. Viene fatta circolare tra il top management di Hera (anche a causa dell'interessamento dell'assessore competente) la bolletta di *“un condominio a campione”* ([*omissis*]), che per identici consumi nel mese di novembre (71,4 MWh) è stato fatturato a dicembre 2021 per circa 9.958 euro e a dicembre 2022 per 30.588 euro¹⁵¹.

¹⁴⁵ Cfr. doc. 29 ISP-BO.

¹⁴⁶ Cfr. docc. 99, 101 e 3, 4, 5, 37 ISP-FE, doc. 23 e 34 ISP-BO. La versione finale firmata è contenuta nel doc. 6 ISP-FE.

¹⁴⁷ Cfr. doc. 29 ISP-BO.

¹⁴⁸ Cfr. doc. 7 ISP-BO del 15/11/22. Hera ha poi cominciato a lavorare ad un incontro con gli amministratori di condominio, predisponendo una presentazione delle nuove tariffe in cui si ventilava un vantaggio pari al 20% circa grazie alla Nuova Convenzione (cfr. doc. 64 ISP-FE).

¹⁴⁹ Cfr. doc. 55 ISP-FE.

¹⁵⁰ Cfr. doc. 17 ISP-BO.

¹⁵¹ Cfr. doc. 56 ISP-FE. Si tratta di uno dei condomini segnalanti, il condominio [*omissis*].

A fronte delle lamentele, a metà febbraio 2023 Hera pubblica un comunicato¹⁵² in cui afferma che le bollette del teleriscaldamento per i consumi di gennaio risultano in calo del 60% rispetto a dicembre 2022 nonostante l'aumento dei consumi e che circa metà di tale diminuzione “*deriva dalla nuova Convenzione tra Hera e il Comune di Ferrara*”. Hera afferma inoltre che è improprio paragonare il prezzo fisso di 155 €/MWh con la quotazione del gas al PSV, in quanto la prima si riferisce al calore fornito alle abitazioni degli utenti e la seconda alla sola componente materia prima. Infine, si riporta la stima di 3,6 milioni di euro di beneficio per gli utenti nel quarto trimestre 2022.

160. Nonostante il comunicato di Hera, le polemiche non si placano. Il Comune convoca un tavolo di confronto con Hera e un comitato di condomini (Rete Civica), che si riunisce il 4 maggio. In previsione del tavolo, il 26 aprile si tiene una riunione in Comune tra i rappresentanti di Hera e l'assessore competente, che fornisce a Hera indicazioni circa i punti che la Rete Civica vorrà trattare¹⁵³. Le spiegazioni generali fornite da Hera il 4 maggio e la proposta di rivedersi a giugno per una spiegazione completa non soddisfano il comitato, che il 6 maggio invia una segnalazione sul servizio di TLR di Ferrara al Comune di Ferrara, all'ARERA e all'Autorità¹⁵⁴.

Nel corso del mese di maggio il management di Hera riceve “*sollecitazioni da parte del Comune ([l'assessore competente]) per condividere una tattica di azione per i prossimi mesi/settimane*”. In una mail interna si esprime la preoccupazione che la “*situazione purtroppo ci può sfuggire di mano da un momento all'altro: il Sindaco ha ricevuto centinaia (così mi dice [l'assessore competente]) di richieste di aiuto per il caro teleriscaldamento, la maggioranza consiliare ormai è compatta sulla necessità di richiedere un intervento (e l'opposizione già lo era...)*”¹⁵⁵. A fine maggio si tiene un incontro tra i vertici di Hera, l'assessore competente e la capo di gabinetto del Sindaco e Hera procrastina al 19 giugno la presentazione dei risultati dell'Addendum in consiglio comunale.

Il 7 giugno l'assessore competente chiama Hera per “*rappresentar[e] alcune riflessioni che opportunamente declinate a loro avviso garantirebbero la tenuta politica di una ipotesi evolutiva dell'addendum. [...] Gli elementi che garantirebbero la tenuta sarebbero:*

- a) *Un cap e un floor che siano giustificabili con un'argomentazione di natura industriale (dobbiamo saper spiegare perché quei numeri e non altri)*
- b) *Nella forbice interna tra cap e floor introdurre una scontistica % sulla quota geo rispetto alla quota non geo (per dire che a Ferrara il vantaggio resta rispetto ad altri territori)*
- c) *Argomentare se ci sono stati casi in cui il prezzo fisso geo ha generato costi superiori rispetto alla quota variabile non geo e in caso ci fossero stati conguagliare (se ben ricordo possiamo argomentare che non ce ne sono stati)*
- d) *Nice to have → se riuscissimo a fare qualcosa di efficace sulla comunicazione/trasparenza verso l'utenza sarebbe fantastico*”¹⁵⁶.

¹⁵² Cfr. doc. 9 ISP-BO. Cfr. anche doc. 2 ISP-BO del 24/2/23, in cui si parla di un *test* effettuato su alcune utenze da cui emergerebbero sconti “tra il 58% e il 70%”.

¹⁵³ Cfr. doc. 123 ISP-FE.

¹⁵⁴ Cfr. doc. 21 ISP-BO.

¹⁵⁵ Cfr. doc. 22 ISP-BO.

¹⁵⁶ Cfr. doc. 1 ISP-BO.

In realtà, già dalla fine di maggio Hera aveva cominciato a lavorare a una revisione dell'Addendum, sull'ipotesi di un cap tariffario sulla componente variabile, abbandonando la differenziazione per componenti¹⁵⁷.

161. All'incontro in Consiglio Comunale il 19/6 Hera ha presentato¹⁵⁸ una stima dei benefici effettivamente realizzati della nuova Convenzione nel periodo ottobre 2022-maggio 2023 (cfr. fig. 21), cui andrebbe aggiunto un ulteriore risparmio stimato di circa 450.000 euro tra luglio e settembre 2023. Si tratta di valori che, pur in presenza di una componente geotermica ben più alta di quella del 30% considerata nelle simulazioni di Hera del settembre-ottobre 2022, sono assai inferiori a quelli inizialmente stimati da Hera, sia per il IV trimestre 2022 che, soprattutto, per il 2023. Essi riflettono infatti la discesa del prezzo del gas nell'ultimo trimestre 2022 rispetto alle previsioni di inizio settembre (già intercettata nelle ultime simulazioni prima della firma dell'Addendum ma non trasferita sul prezzo fisso GEO) e l'accentuazione di tale discesa nel primo semestre 2023.

Fig. 21: stima di Hera dei benefici realizzati dalla nuova Convenzione

Periodo	Ott. '22 – dic. '22	Gen. '23 – mag. '23	Tot. periodo
Beneficio Convenzione Geo (IVA esclusa)	-3.627.566 €	-941.418 €	-4.568.984 €
Beneficio Convenzione Geo (IVA inclusa)	-4.111.489 €	-988.489 €	-5.099.979 €

% GEO	52,64% (consuntivo)	40% (acconto)
-------	---------------------	---------------

Prezzo TLR post Convenzione IVA esclusa	235,8 €/MWh	188,9 €/MWh	205,5 €/MWh
Prezzo TLR <u>pre</u> Convenzione IVA esclusa	330,3 €/MWh	202,3 €/MWh	247,5 €/MWh
Beneficio medio (€/MWh)	- 94,5 €/MWh (-29%)	- 13,4 €/MWh (-7%)	- 42,1 €/MWh (-17%)

N.B.: per il 2023 la quota GEO è in "acconto" perché alla fine dell'anno si effettueranno i conguagli sulla base della quota di calore effettivamente proveniente da fonte geotermica

162. Da una serie di esemplificazioni su clienti "tipici" emerge che i benefici sono stati maggiori per la pubblica amministrazione (19% nel periodo ottobre 2022 – maggio 2023) e minori per le utenze domestiche più piccole, servite con la tariffa monomia (8%). Per i condomini medi e grandi si stima un risparmio del 14% circa.

163. I risultati presentati da Hera sono stati contestati dalle Reti Civiche in un'audizione presso la IV Commissione Consiliare del Comune di Ferrara tenutasi il 27 giugno 2023; lo schema di intervento è stato fatto pervenire a Hera dal Comune in via riservata¹⁵⁹.

La Rete Civica ha contestato il prezzo "pre-convenzione" dichiarato da Hera, il valore della componente geotermica (che sarebbe largamente superiore ai costi della geotermia, assumendo che i prezzi praticati nel 2020 e nel 2021 fossero remunerativi per la geotermia), l'entità dei risparmi effettivi garantiti dall'Addendum (che potrebbero diventare extra-costi in presenza di una ulteriore

¹⁵⁷ Cfr. doc. 78 ISP-FE

¹⁵⁸ Cfr. doc. 89 ISP-FE.

¹⁵⁹ Cfr. doc. 122 ISP-FE.

discesa dei prezzi del gas). Inoltre paventa una responsabilità erariale per il Comune in relazione all'allungamento della concessione e al dimezzamento degli oneri concessori.

164. Ai primi di luglio si svolge una riunione interna tra il top management della Divisione Teleriscaldamento per discutere una revisione dell'Addendum¹⁶⁰, consistente nell'applicazione della metodologia originaria (senza prezzo fisso per la componente geotermica) con un cap – differenziato per tipologia di utenza – fissato in modo tale da produrre un beneficio per gli utenti rispetto alla situazione attuale a partire, a seconda delle ipotesi utilizzate, da una quotazione all'ingrosso del gas di 30 o 40 €/MWh – cioè di circa 5 €/MWh superiore o inferiore alla quotazione di 35,7 €/MWh su cui sarebbe stata basata la determinazione del prezzo fisso di 149 €/MWh per il calore di origine geotermica¹⁶¹.

165. Queste discussioni hanno trovato un punto di caduta nell'Atto integrativo sottoscritto il 30 ottobre 2023.

III.3.8. I pozzi geotermici e il costo del calore di origine geotermica

166. Per quanto riguarda il calore di fonte geotermica, sono stati acquisiti agli atti (i) l'originario contratto di fornitura¹⁶² del fluido geotermico tra ENI/Agip ed Enel, da un lato, e il Comune di Ferrara, dall'altro, (ii) copia del Memorandum of Understanding (“MoU”) del 25 luglio 2017 che regola i rapporti tra i soci dell'ATI tra Enel Green Power S.p.A. e Hera per la partecipazione alla gara per l'assegnazione della concessione per lo sfruttamento dei pozzi geotermici di Casaglia (FE) e la successiva gestione dell'attività in caso di aggiudicazione, (iii) il contratto di costituzione di RTI tra Enel Green Power S.p.A. e Hera del 21/12/2017, stipulato a seguito dell'assegnazione della concessione e (iv) una bozza del 2021 del regolamento interno del RTI¹⁶³ che secondo Hera risulta ancora in discussione e dovrebbe integrare il MoU.

167. L'originario contratto tra ENI/Agip ed Enel, da un lato, e il Comune di Ferrara, dall'altro lato, stabilisce (articolo 10) il principio che il prezzo di cessione al Comune debba consentire ai fornitori una adeguata remunerazione di tutti i costi, compresi il rischio minerario e quelli di ricerca tecnologica. Veniva prevista inoltre [omissis].

168. Il MoU¹⁶⁴ stabilisce che “Hera, in qualità di Distributore del calore, si impegna ad acquistare il calore derivante dalla concessione, previa stipula di idoneo contratto di durata pari a quella della concessione, a un prezzo che remunererà adeguatamente tutte le spese effettuate dalla ATI [omissis]” (cfr. articolo 7.1).

[Omissis].

In ogni caso, occorrerà “garantire comunque una redditività post-tasse del [omissis]”, [omissis]¹⁶⁵.

[Omissis].

169. L'articolo 7.4 del MoU chiarisce che [omissis].

¹⁶⁰ Cfr. doc. 57 ISP-FE.

¹⁶¹ Nel doc. 58 Hera dichiara che le valutazioni erano basate su un prezzo all'ingrosso di 38,2 eurocent/Smc, che corrispondono (per una PCS di 38,52 MJ/Smc) ad un prezzo di 35,7 €/MWh.

¹⁶² Cfr. doc. 39 ISP-BO.

¹⁶³ Cfr. doc. 38 ISP-BO.

¹⁶⁴ Cfr. allegato 2 doc. 58.

¹⁶⁵ Cfr. *ibidem*.

In applicazione di tale meccanismo sono state previste le modalità operative che assicurano che Hera - TLR Ferrara ritiri tutto il calore sostenendo, a consuntivo, tutti i costi operativi fissi e variabili sostenuti dall'ATI e tutti i corrispettivi fissi a remunerazione del capitale investito dall'ATI, garantendo ai soci la remunerazione pattuita del capitale investito¹⁶⁶.

170. Di conseguenza, il costo del calore geotermico fornito dall'ATI per la rete di Ferrara è dato dalla somma di (i) costi operativi dell'ATI sostenuti da Hera, (ii) costi operativi dell'ATI sostenuti da EGP, (iii) ammortamenti di competenza di EGP, (iv) remunerazione del capitale investito da Hera e da EGP. Hera include la propria quota di capitale investito nei pozzi geotermici negli asset complessivi della rete di Ferrara e di conseguenza i relativi ammortamenti sono compresi negli ammortamenti della rete di Ferrara.

La tabella 8, sintetizza il conto economico dell'ATI e i flussi prima ricordati. Nella tabella, i ricavi dalla vendita di calore vanno intesi, dal punto di vista di Hera, come la somma dei costi operativi e della propria remunerazione. Il costo complessivo del calore per la rete di Ferrara è dato dalla somma delle componenti prima ricordate.

Tabella 8: Conto economico dell'ATI di estrazione del calore geotermico (migliaia di euro)

(migliaia di euro)	2021	2022	2023
Ricavi da calore per Teleriscaldamento	[omissis]	[omissis]	[omissis]
Costi operativi	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<i>Costi Infra-Gruppo</i>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<i>energia elettrica uso industriale</i>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<i>altri costi per materie prime e materiali</i>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<i>manutenzioni</i>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<i>Altri servizi</i>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<i>Altri Oneri di Gestione</i>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<i>Personale</i>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
Ammortamenti EGP	[omissis]	[omissis]	[omissis]
Costi operativi EGP	[omissis]	[omissis]	[omissis]
Remunerazione EGP	[omissis]	[omissis]	[omissis]
Remunerazione Hera	[omissis]	[omissis]	[omissis]
Costo calore geotermico immesso nella rete di Ferrara	[omissis]	[omissis]	[omissis]
Costo medio calore geotermico immesso in rete (€/MWh)	[30-40]	[30-40]	[40-50]

Fonte: doc. 38, doc. 58

171. I costi operativi dell'ATI sono costituiti prevalentemente dall'energia elettrica per le pompe del fluido geotermico e dalle manutenzioni e le loro variazioni determinano in larga misura il costo del calore geotermico acquistato dalla rete di Ferrara.

172. Tale costo si è mantenuto relativamente stabile nel tempo, come risulta dalla tabella seguente, anche durante l'aumento del prezzo del gas. Negli aumenti del prezzo medio del calore hanno infatti pesato proporzionalmente di più gli oneri di manutenzione, che appaiono responsabili dell'aumento del costo del calore nel 2023 e che nel 2022 sono cresciuti proporzionalmente di più del costo dell'energia elettrica rispetto al 2021.

¹⁶⁶ Cfr. doc. doc. 58.

Tabella 9: quantità immesse e costo medio del calore fornito dall'ATI

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Calore immesso (GWh)	63,54	75,38	67,41	47,68	[80-90]	[90-100]	[80-90]
costo medio (€/MWh)	[20-30]	[20-30]	[20-30]	[30-40]	[30-40]	[30-40]	[40-50]

Fonte: elaborazioni su dati doc. 38, 81

173. Nel corso del 2021-22 il peso della fonte geotermica è stato inversamente proporzionale ai consumi (cfr. fig. 19); nei periodi di minor domanda, infatti, la maggior parte dei consumi è stata soddisfatta dai pozzi geotermici che hanno immesso in media circa [1-5] GWh al mese; nel picco di domanda invernale, invece, i pozzi geotermici hanno immesso in media oltre [10-15] GWh in rete e sono stati affiancati dal WTE e, in alcuni mesi, dalle caldaie di integrazione e riserva.

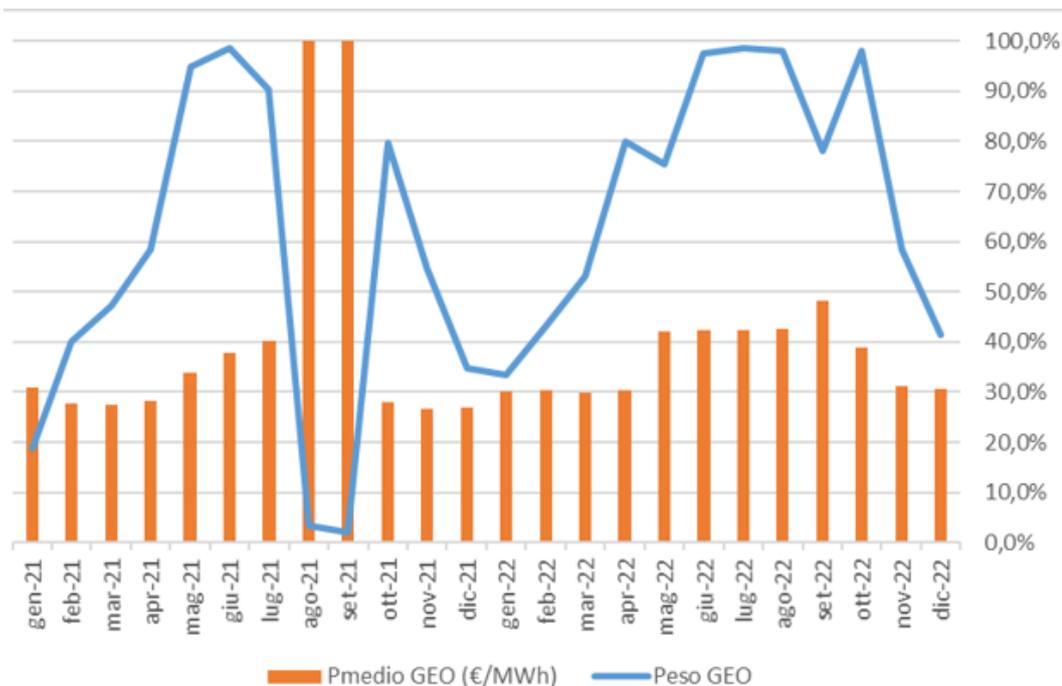
174. Il prezzo medio del calore ha seguito un andamento ciclico, crescendo nei mesi estivi a causa delle componenti fisse dei costi operativi e dei costi fissi di ammortamento e remunerazione del capitale¹⁶⁷ (cfr. fig. 22).

In ogni caso, come già rilevato il prezzo medio del calore immesso in rete si è mantenuto piuttosto stabile e ha risentito assai poco dell'aumento del prezzo all'ingrosso del gas¹⁶⁸: il prezzo medio del calore immesso in rete è passato da [30-40] €/MWh nel 2021 a [30-40] €/MWh nel 2022, con un aumento dell'8,7%.

¹⁶⁷ Nell'agosto-settembre 2021 la produzione si è quasi azzerata a causa di manutenzioni e ciò ha fatto aumentare notevolmente il costo medio calcolato.

¹⁶⁸ Il coefficiente di correlazione tra i prezzi del calore geotermico e le quotazioni al PSV è di -0,14.

Fig. 22: andamento prezzo medio del calore di fonte geotermica immesso nella rete TLR di Ferrara e del peso di tale calore sul totale, 2021-2022



Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 8

175. La documentazione acquisita contiene anche il business plan dell'intero progetto di "potenziamento pozzi GEO"¹⁶⁹ per la sola Hera, che comprende gli investimenti nell'ATI sostenuti da Hera, i costi operativi dell'ATI – cioè quelli di estrazione del calore geotermico -, gli investimenti infrastrutturali sostenuti da Hera per l'utilizzo del calore nella rete di TLR, nonché la remunerazione da garantire a ENEL Green Power (considerata come un costo per Hera). Tale business plan, sviluppato per verificare gli effetti di un *cap* sulle tariffe del teleriscaldamento da energia geotermica, rappresenta a tutti gli effetti i costi complessivi e la redditività dell'impiego dell'energia geotermica nella rete di TLR di Ferrara, di cui l'ATI rappresenta solo una parte.

Il business plan assume che, a partire dal 2021, il calore geotermico rappresenti almeno il 44% del calore immesso nella rete di Ferrara¹⁷⁰, che [omissis]^{171, 172}.

¹⁶⁹ Cfr. doc. 38, ISP-FE, file 1.Modello ATI PI2023-2026-xi-AS IS.xls, foglio "DCF Pozzi Hera".

¹⁷⁰ Si tratta di circa [80-90] GWh/anno.

¹⁷¹ Il RONA a livello aziendale viene calcolato tenendo conto anche del capitale circolante netto, che è aggiunto al denominatore. Hera nel business plan relativo ad un impianto non può prevedere l'entità del capitale circolante netto e ha quindi optato per un RONA calcolato sulle sole attività fisse.

¹⁷² Il WACC è una misura del costo medio del capitale necessario per finanziare un investimento, ponderato con le quote di capitale proveniente da terzi finanziatori (banche, istituti finanziari) e da capitale di rischio, anche di provenienza interna. Per quest'ultimo si tiene conto anche della remunerazione per il rischio, rapportata alla effettiva rischiosità dell'investimento.

Il foglio Excel permette di simulare facilmente la redditività attesa in assenza di *cap* e con valori del *cap* pari al valore fisso su cui Hera si è effettivamente accordata con il Comune di Ferrara (155 €/MWh fino alla fine del 2024, 149 €/MWh successivamente). Il risultato di queste simulazioni è che, sotto le medesime ipotesi di costi e prezzi della simulazione precedente, il *cap* sarebbe stato efficace (cioè, avrebbe comportato una riduzione dei ricavi attesi) solo fino al 2025 e il TIR sarebbe stato superiore al 70%. In assenza di *cap*, invece, il TIR avrebbe superato il 100%. Nella memoria finale Hera ha sostenuto che i calcoli relativi al RONA contenuti in questo business plan sarebbero imprecisi, in quanto si tratterebbe di un work-in-progress nel quale erroneamente non si è tenuto conto anche degli asset necessari per trasportare e distribuire il calore agli utenti ferraresi. Tenendo conto di tali asset, il RONA risulterebbe compreso tra il [10%-20%] con un *cap* pari a 155 €/MWh e si ridurrebbe al di sotto del [10%-20%] con un *cap* pari a 149 €/MWh.

176. Dal business plan suddetto risulta altresì che Hera stimava che i costi operativi medi che avrebbe dovuto complessivamente sostenere per estrarre il fluido geotermico e utilizzarlo per fornire calore alla rete di teleriscaldamento di Ferrara sarebbero inferiori a [60-70] €/MWh ([70-80] €/MWh includendo anche gli ammortamenti degli impianti geotermici) per tutta la durata dell'ATI, compreso il rendimento per ENEL Green Power.

Di questi, [oltre la metà] avrebbero coperto i costi dell'infrastruttura per utilizzare la fonte geotermica nella rete di TLR; poco meno di [omissis] €/MWh avrebbero garantito a ENEL Green Power il rendimento pattuito; poco più di [un quarto] avrebbero coperto i costi variabili di funzionamento dei pozzi geotermici e circa [omissis] €/MWh avrebbero coperto l'ammortamento delle spese capitali della geotermia.

Tali dati dimostrano che i valori del prezzo fisso fissati nell'Addendum dell'ottobre 2022 erano largamente superiori ai costi del calore geotermico e che avrebbero garantito a Hera una significativa redditività dell'investimento nella geotermia, considerato che le simulazioni riguardano un *cap* e non il più redditizio prezzo fisso.

177. Da diverse presentazioni acquisite in ispezione¹⁷³ emerge altresì che Hera e Enel Green Power intendono ampliare le operazioni dell'ATI, investendo in altri due pozzi geotermici a servizio della rete di teleriscaldamento ferrarese, in modo da raddoppiarne la capacità produttiva.

In assenza di *cap*, la redditività del previsto investimento in nuovi pozzi geotermici presenterebbe un tasso di rendimento interno non inferiore a quello garantito all'ATI. Dalle simulazioni effettuate da Hera emerge che per mantenere tale TIR, il *cap* dovrebbe attestarsi al di sopra di 150 euro/MWh in assenza di contributi, mentre in presenza di un eventuale contributo del Comune di Ferrara di 500.000 euro/anno e/o di un contributo una tantum proveniente dal PNRR il *cap* dovrebbe essere non inferiore ai 115 €/MWh¹⁷⁴.

III.3.9. Il termovalorizzatore e il costo del calore proveniente dalla combustione di rifiuti

178. La fornitura di calore alla rete di TLR da parte del termovalorizzatore gestito da Herambiente è regolata da un contratto¹⁷⁵ che specifica i limiti di potenza massimi e minimi e l'energia minima prelevabile, le modalità di programmazione dei prelievi e quelle di determinazione dei corrispettivi.

¹⁷³ Cfr., per esempio, quella allegata allo stesso doc. 38 ISP-FE.

¹⁷⁴ Cfr. doc. 70 ISP-FE.

¹⁷⁵ Cfr. doc. 225 ISP-BO per il contratto del 2009.

Il Contratto decennale di fornitura tra Hera ed Herambiente stipulato nel 2009 specifica all'articolo 6 che “[i]l principio generale concordato tra le parti per la valorizzazione dell'energia termica ceduta dal WTE è quello del prezzo equivalente di cessione, cioè del prezzo che garantisce per HERAMBIENTE l'invarianza del ricavo rispetto alla vendita EE [energia elettrica], [omissis]”. Tale “prezzo equivalente di cessione” è identificato nella somma del “prezzo di cessione dell'energia elettrica alla rete” e del prezzo degli eventuali certificati verdi riconosciuti, moltiplicata per un coefficiente di trasformazione dell'energia termica in energia elettrica, fissato a [0,2 - 0,3].

179. Il principio espresso sembra coerente con l'AIA rilasciata a Herambiente in data 11/3/2008, in cui si afferma che “il processo di termovalorizzazione messo in atto nell'impianto prevede il recupero del calore di combustione dei rifiuti con la produzione in caldaia di vapore surriscaldato; il vapore così prodotto viene normalmente inviato ai due turboalternatori per la produzione di energia elettrica, uno a servizio della linea esistente e uno a servizio delle nuove linee. In base alla stagionalità e alle necessità parte del vapore può essere spillato dalle turbine per cedere energia, attraverso scambiatori di calore dedicati, all'adiacente centrale di teleriscaldamento, il cui scopo principale è quello di produrre, accumulare e distribuire alla rete cittadina l'energia termica proveniente da varie fonti, in modo da ottimizzarne l'utilizzo in funzione della richiesta degli utenti. L'impianto di termovalorizzazione rappresenta la fonte di produzione secondaria di tale rete di teleriscaldamento: il sistema infatti si avvale principalmente dell'energia termica derivante dal fluido geotermico estratto dal sottosuolo per mezzo di due pozzi geotermici; un'ulteriore fonte di produzione (detta terziaria) è rappresentata infine da una centrale termica [...] per la produzione di acqua calda.”.

180. Tale principio è stato ribadito in occasione del rinnovo, nel 2021, del contratto alle medesime condizioni e in occasione della verifica interna di conformità sul nuovo contratto compiuta da Herambiente, che ha sostenuto che “Poiché il processo di cessione di energia termica da parte del termovalorizzatore comporta una riduzione proporzionale del quantitativo di energia elettrica prodotta, la vendita di energia termica dovrà compensare il mancato ricavo per la minore produzione e minore vendita di energia elettrica”¹⁷⁶.

181. Nella Relazione Tecnica del 2022 tuttavia si precisa che “In base alla stagionalità e alle necessità, parte del vapore viene spillato dalla turbina, mediante prelievo regolato, per cedere energia termica, attraverso 2 scambiatori di calore dedicati, al sistema di teleriscaldamento, **offrendo in questo caso il massimo del rendimento di recupero dalla termovalorizzazione dei rifiuti**”¹⁷⁷ (enfasi aggiunta).

In sintesi, l'impianto è costruito in modo che il calore recuperato dalla combustione dei rifiuti sia immesso nella turbina che permette la trasformazione dello stesso in energia elettrica. Da tale turbina il calore può essere inviato (“spillato”) agli scambiatori e in tal caso si ha il massimo recupero del calore, pari al rendimento dello scambiatore. La “spillatura” necessariamente riduce la quantità di calore disponibile per la produzione di energia elettrica; quest'ultima avviene secondo il citato rapporto di [0,2 - 0,3] kWh per ogni kwht spillato.

¹⁷⁶ Cfr. doc. 169 ISP-BO.

¹⁷⁷ Cfr. doc. 174 ISP-BO, pag. 16.

182. Dalle relazioni annuali prodotte da Herambiente per la verifica dell'efficienza energetica dell'impianto¹⁷⁸ risultano le produzioni di energia elettrica e di energia termica nel 2021-22 riportate in tabella 10.

Tabella 10: produzione di energia elettrica e di energia termica ceduta al TLR

	2021	2022
Energia elettrica prodotta (kWh)	75.794.400	82.560.240
Energia termica ceduta al TLR (kWh)	75.845.000	67.304.000

Per valutare in termini omogenei il modo in cui la produzione si è ripartita tra energia elettrica e calore ceduto al TLR conviene utilizzare il c.d. *work method*¹⁷⁹, trasformando l'energia termica ceduta alla rete di TLR nell'energia elettrica "non prodotta" secondo il coefficiente di trasformazione di $[0,2 - 0,3]$.

Applicando tale coefficiente risulta che il calore ceduto al TLR ha rappresentato una quota della produzione di energia elettrica producibile dal termovalorizzatore pari al 17,8% nel 2021 e al 15,8% nel 2022.

Nel 2023 il peso del calore ceduto al TLR è risultato non superiore al 15%, a causa della contrazione delle vendite di calore (che si sono ridotte a 63,8 GWh) e del contemporaneo aumento delle vendite di energia elettrica.

183. Nel corso del 2021-22 l'impiego del WTE ha seguito un andamento ciclico legato alla domanda di calore del teleriscaldamento – che raggiunge il suo picco nel periodo dicembre – febbraio – e alle manutenzioni dell'impianto. Esso ha inoltre supplito all'indisponibilità del calore geotermico in occasione delle manutenzioni degli impianti di Casaglia.

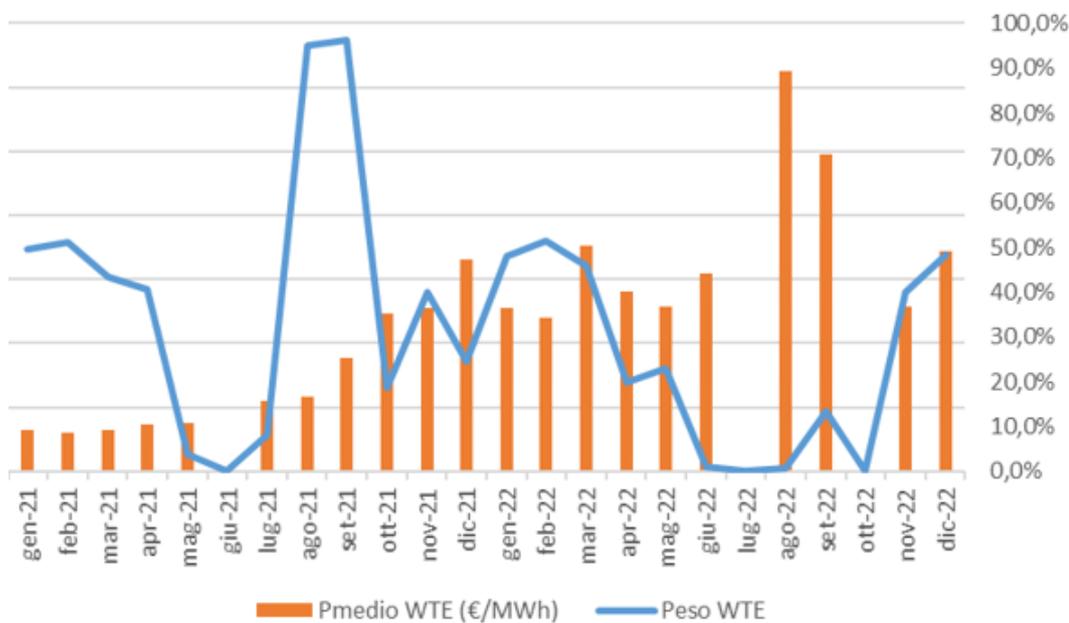
Il prezzo medio del calore immesso, inferiore ai $[10-20]$ €/MWh nella prima metà del 2021, è gradatamente aumentato nel periodo successivo, senza mai superare i $[70-80]$ €/MWh (tranne che nell'agosto e settembre 2022, quando tuttavia il contributo del WTE al calore immesso in rete è stato inferiore al 10%). In occasione dei picchi del prezzo del gas naturale nell'estate 2022 l'impiego del WTE è stato sostanzialmente nullo e quindi tali picchi non hanno impattato direttamente sul costo del calore.

Nel complesso, il costo medio del calore da WTE immesso nella rete di Ferrara è passato da circa $[20-30]$ €/MWh nel 2021 a circa $[50-60]$ €/MWh nel 2022, a fronte di un PUN che nello stesso periodo è passato da 125 €/MWh a 303 €/MWh.

¹⁷⁸ Cfr. docc. 173-174 ISP-BO.

¹⁷⁹ Cfr. DCO 214/2024 dell' ARERA, pubblicato il 28 giugno 2024.

Fig. 23: andamento prezzo medio del calore da WTE immesso nella rete TLR di Ferrara e del peso di tale calore sul totale, 2021-2022



Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 8

184. La tabella 11 seguente riporta il conto economico del WTE sulla base dei dati di contabilità industriale, che includono anche i ribaltamenti di costi e ricavi sostenuti da altre unità ma di competenza del termovalorizzatore¹⁸⁰.

Tabella 11: conto economico del termovalorizzatore di Ferrara

[omissis]

185. Oltre metà delle entrate del termovalorizzatore di Ferrara deriva dalla tariffa di conferimento rifiuti. La vendita di energia elettrica ha rappresentato in media il 22% di tali entrate e risulta in crescita dal 14% del 2021 al 28% del 2023. La cessione di energia termica ha contato invece per il 7,7% nel 2021, e per l'11,6% nel 2022 e per il 5,4% nel 2023.

186. Alla luce della proposta di ARERA (DCO 214-24) di allocare tra calore ed energia elettrica i costi degli impianti di cogenerazione “a due gradi di libertà” come il termovalorizzatore di Ferrara sulla base del c.d. *work method*, è possibile confrontare il risultato dell'applicazione di tale metodo con quello derivante dall'applicazione del contratto in essere tra Hera e Herambiente. Gli esiti sono riportati nella tabella 12 seguente.

¹⁸⁰ Cfr. doc. 226 ISP-BO, doc. 58.5.

Tabella 12: confronto tra ricavi vendita calore alla rete TLR e allocazione dei costi di impianti sulla base del work method

	2021	2022	2023
Ricavi Teleriscaldamento	[1-3]	[3-5]	[1-3]
Costi della produzione (senza Ribaltamenti)	[omissis]	[omissis]	[omissis]
COSTI DELLA PRODUZIONE	[omissis]	[omissis]	[omissis]
AMMORTAMENTI	[omissis]	[omissis]	[omissis]
Peso calore ceduto alla rete TLR di Ferrara (%)	17,80	15,80	15,00
Costo attribuibile al calore ceduto al TLR secondo il Work Method			
Costi operativi di produzione (senza ammortamenti e ribaltamenti)	[1-3]	[1-3]	[1-3]
Costi operativi + Ammortamenti	[3-5]	[1-3]	[1-3]
Costi operativi + Ammortamenti + Ribaltamenti	[3-5]	[3-5]	[3-5]

Fonte: elaborazioni docc. 226, 58.5

187. L'applicazione del work method comporta un'attribuzione del costo al calore per il riscaldamento più stabile nel tempo, ma non necessariamente meno onerosa per la rete di TLR, del metodo del "mancato ricavo" costo opportunità" previsto del contratto *intercompany*, che risente maggiormente delle fluttuazioni del prezzo dell'energia elettrica.

La tabella mostra che il *work method* avrebbe comportato l'allocazione di costi operativi al calore del TLR circa in linea con i ricavi al costo opportunità nel 2021 e nel 2023 e inferiore del 50% a tali ricavi nel 2022. Includendo nei costi anche gli ammortamenti, allora nel 2021 e nel 2023 il *work method* alloca al calore da teleriscaldamento costi superiori ai ricavi realizzati dalla cessione del calore sulla base del costo-opportunità; nel 2022 accade invece l'opposto. Includendo anche i ribaltamenti, la differente situazione nel 2022 rispetto agli altri due anni si conferma, ma la differenza tra i due metodi nel 2022 risulta assai attenuata.

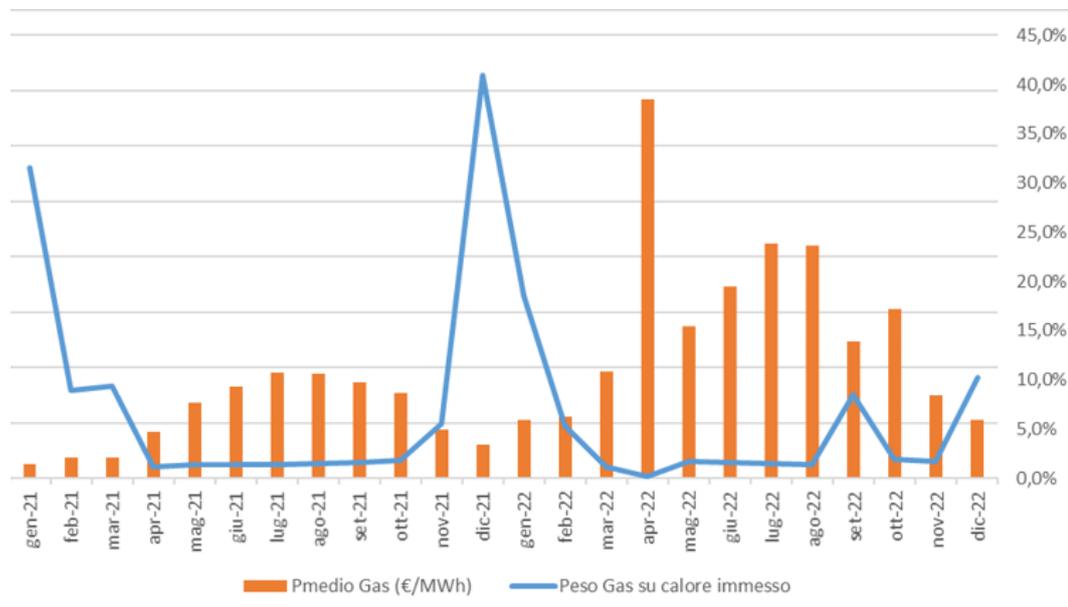
188. Se si guarda invece al complesso del triennio, in modo da mediare le fluttuazioni dei ricavi dovute all'applicazione del "costo opportunità", emerge che i costi allocati dal *work method* (inclusivi degli ammortamenti) al calore ceduto alla rete di teleriscaldamento sono maggiori dei ricavi dalla cessione del calore al TLR.

III.3.10. Il costo del calore proveniente dalla combustione del gas

189. Il gas naturale ha visto gradualmente ridurre il proprio peso nel mix di fonti di calore che servono la rete di teleriscaldamento ferrarese, che è giunto nel 2021 al 17% circa, per poi ridursi nel 2022-23 al 6% circa in media.

I dati mensili forniti da Hera per il 2021-22 mostrano che il gas naturale è utilizzato come fonte di integrazione soprattutto nei picchi invernali di dicembre-gennaio: nel dicembre 2021 la sua quota è arrivata al 41%, mentre a gennaio 2021 era stata del 32% circa e nel gennaio 2022 del 18% circa (cfr. fig. 24).

Fig. 24: andamento prezzo medio del calore da gas immesso nella rete TLR di Ferrara e del peso di tale calore sul totale, 2021-2022



Fonte: docc 5, 8.

190. In termini di prezzi medi annuali, il costo di acquisto del calore da gas immesso nella rete è cresciuto dai valori mediamente inferiori ai [30-40] €/MWh del periodo 2017-2020 ai [40-50] €/MWh del 2021 fino ai [130-140] €/MWh del 2022, per poi tornare a [90-100] €/MWh circa nel 2023.

Tali valori medi nascondono tuttavia costi medi mensili compresi nel 2021 tra i [130-140] €/MWh di maggio e i [150-160] €/MWh di ottobre e compresi nel 2022 tra i [100-110] €/MWh di gennaio e i [600-700] €/MWh di aprile.

191. I picchi di prezzo del 2022 hanno tuttavia avuto un impatto minimo, in quanto tra il marzo 2022 e il novembre 2022 la quota di calore fornita dal gas è stata inferiore al 2%, con l'eccezione di settembre (8,4% dell'immesso, a causa della fermata per manutenzione del WTE).

Hera appare infatti aver gestito le immissioni di calore prodotto dalla combustione di gas naturale in maniera sostanzialmente controciclica rispetto all'andamento del prezzo di acquisto del gas naturale.

III.3.11. Il costo del servizio di TLR di Ferrara

192. In sede ispettiva sono stati acquisiti¹⁸¹ i conti economici della rete di TLR di Ferrara relativi al 2021 e al 2022, contenenti i soli costi diretti della rete, nonché i costi dell'ATI che gestisce l'estrazione geotermica. Tali conti sono stati integrati da Hera in data 5 settembre 2023 con il conto economico relativo al primo semestre 2023 e i budget relativi ai medesimi anni¹⁸² e una stima dei

¹⁸¹ Cfr. doc. 15 ISP-FE.

¹⁸² Cfr. doc. 38 del fascicolo istruttorio.

costi indiretti e comuni della Divisione Teleriscaldamento allocabili alla rete di TLR di Ferrara, nell'aprile 2024 con il conto economico completo del 2023 e nell'agosto 2024 con una stima dei costi indiretti e comuni della *holding* allocabili alla rete di TLR di Ferrara.

La differenza di maggior rilievo tra le due versioni dei conti economici del 2021 e del 2022 risiede nella quantificazione dell'“effetto coperture”, che nel conto economico del 2022 fornito il 5/9/23 risulta *triplicato* rispetto alla versione acquisita in ispezione¹⁸³. Una versione semplificata dei conti economici nella versione *post* ispettiva è riportata nella tabella 13 seguente, dove viene indicata anche la stima dell'effetto coperture fornita in ispezione.

Tabella 13: Conto economico della rete di TLR di Ferrara

	2021		2022		2023	
	€ mln	GWh	€ mln	GWh	€ mln	GWh
Ricavi	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
<i>di cui: Ricavi da vendita calore TLR</i>	[10-20]	[150-160]	[20-30]	[130-140]	[20-30]	[110-120]
Costi Infra-Gruppo	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
Costi Diretti	[5-10]		[10-20]		[5-10]	
di cui: Calore	[1-5]		[5-10]		[5-10]	
<i>WTE</i>	[1-5]	[70-80]	[1-5]	[60-70]	[1-5]	[60-70]
<i>GEO</i>	[1-5]	[80-90]	[1-5]	[90-100]	[1-5]	[80-90]
di cui: Materiali	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
<i>gas uso industriale</i>	[1-5]	[30-40]	[1-5]	[10-20]	[0-1]	[5-10]
<i>acqua uso industriale</i>	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
<i>energia elettrica uso industriale</i>	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
<i>altri materiali di consumo</i>	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
di cui: Servizi	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
<i>manutenzioni</i>	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
di cui: Godimento Beni di Terzi	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
di cui: Canoni di concessione	1,01		1,01		1,01	
di cui: Altri Oneri di Gestione	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
di cui: Personale	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
TOTALE COSTI OPERATIVI	[5-10]		[10-20]		[5-10]	
Effetto Coperture	[0-1]		[5-10]		-[0-1]	
Ribaltamento Costi Indiretti da DTLR	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
Ribaltamento Costi Indiretti da HOLDING	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
MARGINE OPERATIVO LORDO	[5-10]		[5-10]		[5-10]	
Ammortamenti	[1-5]		[1-5]		[1-5]	
Ribaltamento Costi Indiretti da HOLDING	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
RISULTATO OPERATIVO	[1-5]		[5-10]		[5-10]	
Effetto coperture da doc. 15 ISP-FE	[0-1]		[1-5]		0	

Fonte: doc. 38, doc. 58, doc. 83.2, doc. 15 ISP-FE

¹⁸³ Per il 2022 si riporta un costo di circa [5-10] milioni di euro nel doc. 38 del fascicolo istruttorio e di [1-5] milioni nel doc. 15 ISP-FE.

193. Oltre il 90% dei costi operativi sono costituiti da costi per l'acquisto di calore dal termovalorizzatore e dai pozzi geotermici e per la produzione di calore nelle caldaie di integrazione a gas.

Il calore immesso nella rete (quantità indicate accanto alle fonti) è significativamente maggiore di quello effettivamente fornito (quantità indicate accanto ai ricavi): i dati forniti indicano che il 21-22% del calore immesso nella rete di trasporto e distribuzione è dissipato in perdite di rete. Ciò implica che il costo del calore fornito è significativamente più elevato (27-28% in più) di quello del calore immesso in rete.

194. La maggior parte di questo calore proviene da fonte geotermica, il cui contributo appare in aumento tra il 2021 e il 2023.

Il costo di questo calore appare in crescita del 10% tra il 2021 e il 2022, per i motivi già visti collegati al maggior costo per manutenzioni e all'aumento del costo dell'energia elettrica per i pompaggi, ed è ulteriormente aumentato nel 2023 a causa di ulteriori manutenzioni.

195. I costi totali della rete di TLR comprendono, oltre ai costi operativi, gli ammortamenti della rete e delle caldaie di integrazione e riserva, i costi indiretti ribaltati dalla Divisione Teleriscaldamento e dalla *holding*, i canoni di concessione.

Gli ammortamenti rappresentano una quota significativa di tali costi totali, pari al 15% circa in media nel triennio.

Gli oneri concessionari hanno inciso per il 7%-8% circa.

196. Infine, Hera aggiunge a questi costi totali una quota parte dei costi finanziari delle coperture acquistate per stabilizzare i propri margini rispetto al prezzo di acquisto del gas¹⁸⁴ - il c.d. "effetto coperture".

Il peso delle coperture sui costi totali inclusivi delle coperture stesse nel periodo considerato è stato molto variabile: il 6% nel 2021, ben il 42% nel 2022, mentre nel primo semestre 2023 vi è stato un contributo negativo (ossia, un guadagno che va a ridurre i costi) dell'1% circa.

197. La tabella seguente riporta l'andamento del ricavo medio dal calore fornito, del costo medio del calore e del costo medio totale, quest'ultimo calcolato considerando il costo medio totale al netto o al lordo di costi indiretti e comuni (c.d. ribaltamenti) e dell'effetto coperture¹⁸⁵.

¹⁸⁴ Il gestore della rete di TLR, verticalmente integrato nell'acquisto di calore, nella distribuzione dello stesso e nella sua vendita agli utenti, è soggetto sia ad un rischio quantità – le oscillazioni della domanda – che ad un "rischio prezzo" derivante dalle variazioni del prezzo di acquisto del calore e del prezzo di vendita dello stesso, qualora questo sia indicizzato a riferimenti esterni. L'impatto del rischio prezzo sui margini può essere ridotto indicizzando i prezzi di vendita ai driver di costo (per esempio un indice del prezzo del gas all'ingrosso) e/o mediante contratti finanziari che fissano ad un certo livello il costo di acquisto del calore e il suo prezzo di vendita.

¹⁸⁵ Valutato secondo il doc. 38, cioè sulla base della presunta esposizione al rischio delle diverse reti.

Tabella 14: Ricavi e costi medi della rete di Ferrara 2017-2023 (€/MWh)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ricavo medio calore fornito (€/MWh)	[100-110]	[100-110]	[110-120]	[90-100]	[110-120]	[220-230]	[160-170]
Costo medio calore immesso (€/MWh)	[20-30]	[20-30]	[30-40]	[20-30]	[30-40]	[50-60]	[40-50]
Costo medio acquisto calore WTE	[20-30]	[20-30]	[30-40]	[5-10]	[20-30]	[50-60]	[30-40]
Costo medio acquisto calore GEO	[20-30]	[20-30]	[20-30]	[30-40]	[30-40]	[30-40]	[40-50]
Costo medio calore Gas metano	[30-40]	[30-40]	[40-50]	[30-40]	[40-50]	[120-140]	[100-120]
Costo medio calore fornito (€/MWh)	[30-40]	[30-40]	[40-50]	[20-30]	[40-50]	[60-70]	[50-60]
Costo medio acquisto calore WTE	[30-40]	[30-40]	[40-50]	[10-20]	[30-40]	[70-80]	[40-50]
Costo medio acquisto calore GEO	[30-40]	[30-40]	[30-40]	[50-60]	[30-40]	[40-50]	[60-70]
Costo medio calore Gas metano	[40-50]	[40-50]	[50-60]	[40-50]	[60-70]	[160-180]	[120-140]
Costo medio totale (opex + ammortamenti)	[70-80]	[60-70]	[70-80]	[50-60]	[60-70]	[90-100]	[90-100]
Costo medio totale (costi indiretti e comuni inclusi)	[80-90]	[70-80]	[80-90]	[70-80]	[80-90]	[100-120]	[100-120]
Costo totale medio (incluso effetto coperture)	[80-90]	[70-80]	[80-90]	[70-80]	[80-90]	[160-180]	[100-120]

N.B. il calore fornito è inferiore al calore immesso a causa delle perdite di rete (in media [20-30]%)

Fonti: elaborazioni su doc. 35, doc. 58, doc. 83.2

198. Dalla tabella emerge immediatamente la sostanziale stabilità del ricavo medio sul calore fornito nel 2017-2021, che vede una modesta riduzione del 12,5% nel 2020 rispetto all'anno precedente, più che recuperata l'anno successivo.

La riduzione dei ricavi avvenuta nel 2020 va confrontata con la ben più sostanziosa diminuzione del costo medio del calore fornito (-38%) e del costo medio totale (-22%), che appare dovuta in parte alla riduzione del costo di approvvigionamento del calore da gas metano, ma soprattutto a una riduzione del costo medio di acquisto del calore dal WTE.

Tali dati mostrano che la riduzione del prezzo all'ingrosso del gas metano avvenuta del 2020 è stata traslata in maniera molto parziale sul prezzo medio del calore pagato dai consumatori ferraresi, con la conseguenza che nel 2020 i margini di Hera sono *umentati*, e non diminuiti, nella rete di Ferrara, come emerge chiaramente dalla tabella 15 seguente, così come EBIT e EBITDA (cfr. tabella 16 seguente).

199. Il ricavo medio realizzato da Hera nella rete di Ferrara appare largamente superiore al costo di approvvigionamento del calore - e, in particolare, di quello del calore di origine geotermica e di quello derivante dalla combustione dei rifiuti -, sia che si considerino le quantità acquistate e immesse in rete, sia che si considerino le quantità effettivamente fornite, al netto delle perdite di rete (cfr. tabella 15).

Il ricavo medio risulta sempre significativamente superiore anche ai costi totali comprensivi non solo degli ammortamenti ma anche dei c.d. ribaltamenti, con *mark-up* che nel 2021 superano il 45% per portarsi poi al 105% nel 2022 e tornare al 54% circa nel 2023.

Nel 2022 i *mark-up* sui costi medi totali pressoché raddoppiano rispetto agli anni precedenti, fuorché nel caso si consideri anche l'effetto coperture: questo è l'unico caso in cui il *mark-up* nel 2022 si riduce nettamente raggiungendo il 23% circa.

Tabella 15: mark-up e margini nella rete di Ferrara, 2017-2023 (valori percentuali)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Mark-up su costo medio calore fornito	[160-180]%	[200-200]%	[140-160]%	[240-260]%	[180-200]%	[240-260]%	[180-200]%
Mark-up su Costo medio totale (opex + ammortamenti)	[30-40]%	[70-80]%	[50-60]%	[70-80]%	[60-70]%	[120-140]%	[70-80]%
Mark-up su Costo medio totale (costi indiretti e comuni inclusi)	[10-20]%	[40-50]%	[20-30]%	[30-40]%	[40-50]%	[100-120]%	[50-60]%
Mark-up su Costo totale medio (incluso effetto coperture)	[10-20]%	[40-50]%	[20-30]%	[30-40]%	[30-40]%	[20-30]%	[50-60]%
Margine su costo medio calore fornito	[60-70]%	[60-70]%	[50-60]%	[70-80]%	[60-70]%	[70-80]%	[60-70]%
Margine su Costo medio totale (opex + ammortamenti)	[20-30]%	[40-50]%	[30-40]%	[40-50]%	[40-50]%	[50-60]%	[40-50]%
Margine su Costo medio totale (costi indiretti e comuni inclusi)	[10-20]%	[30-40]%	[10-20]%	[20-30]%	[30-40]%	[50-60]%	[30-40]%
Margine su Costo totale medio (incluso effetto coperture)	[10-20]%	[30-40]%	[10-20]%	[20-30]%	[20-30]%	[10-20]%	[30-40]%

Fonti: elaborazioni su doc. 35, doc. 58, doc. 83.2

200. Anche i margini si mantengono su valori elevati e aumentano nel 2022, raggiungendo i valori massimi, tranne che nel caso si consideri l'effetto coperture.

In particolare, il margine dei ricavi sui costi totali comprensivi di ammortamenti e ribaltamenti – ossia il rapporto EBIT su vendite che misura la redditività delle vendite, al lordo dell'effetto coperture – nel 2022 balza al 51% circa, aumentando di oltre il 40% rispetto al 2021.

201. Nel complesso, quindi, l'andamento di *mark-up* e margini al lordo dell'effetto coperture indica un aumento della redditività della rete di Ferrara nel periodo dell'aumento più marcato dei prezzi del gas naturale, in linea con la peculiare struttura dei ricavi e dei costi della rete, caratterizzata da un ampio disallineamento tra l'andamento dei ricavi e quello dei costi.

III.3.12. Le coperture

202. I ricavi della Divisione Teleriscaldamento di Hera sono esposti a un rischio quantità (domanda di calore) e a un rischio prezzo. Il rischio prezzo deriva dalla decisione di Hera di definire il prezzo del servizio di TLR sulla base del “costo evitato” del riscaldamento a gas naturale nel servizio di tutela oppure di indicizzarlo esplicitamente a un indice del prezzo all'ingrosso del gas naturale; tale decisione ha creato un legame tra i ricavi del teleriscaldamento e l'andamento del prezzo all'ingrosso del gas naturale. Effetto collaterale dell'adozione del meccanismo del costo evitato è l'esposizione dei ricavi anche a un “rischio regolatorio”, derivante dall'esposizione alle scelte di ARERA in tema di definizione del riferimento per il costo della materia prima gas, dei costi di trasporto e distribuzione e degli oneri di sistema.

I costi della Divisione sono anch'essi legati al gas naturale (per la parte di calore generato dalle caldaie a gas), nonché all'andamento del PUN per quanto concerne il costo dell'energia elettrica per i pompaggi e il calore acquistato dai termovalorizzatori, laddove il suo prezzo sia determinato in funzione del mancato ricavo elettrico.

203. A partire dal 2020 la Divisione Teleriscaldamento ha intrapreso alcune azioni di mitigazione di tali rischi, “attraverso la definizione e attivazione graduale di opportuni strumenti di copertura”¹⁸⁶.

204. Tali strumenti di copertura (c.d. “coperture”) consistono in contratti finanziari stipulati da Hera con degli Istituti Finanziari per volumi corrispondenti alla “posizione netta” della Divisione Teleriscaldamento di Hera in termini di esposizione ai diversi indici per la produzione di calore e l'offerta di calore, intendendo per “posizione netta” la differenza tra i volumi esposti in vendita e i volumi esposti in acquisto a quel determinato indice.

¹⁸⁶ Cfr. doc. 68 ISP-FE, p. 36. La rete di Ferrara non presenta profitti o perdite per coperture fino al 2020 incluso (cfr. doc. 58), mentre nel 2020 risultano stipulati alcuni contratti di copertura per il 2021 (cfr. doc. 138 ISP-FE).

La differenza ha segno positivo se l'esposizione in vendita supera quella in acquisto, negativo in caso contrario.

Una posizione netta positiva si traduce in un costo se a consuntivo il prezzo risulta più alto di quello contrattualizzato nel contratto di copertura.

Al contrario, una posizione netta negativa si traduce in un costo se a consuntivo il prezzo risulta più basso di quello indicato nel contratto di copertura.

205. In particolare, fino a settembre 2022, Hera, per quantità pari al [70-80] % circa del totale delle forniture del settore TLR¹⁸⁷, effettuava dei contratti di swap con un ente finanziario, di durata variabile, in cui pagava il Pfor e riceveva un certo importo fisso, definito nel contratto. Tali contratti comportavano un pagamento a favore della banca qualora il Pfor medio fosse stato maggiore dell'importo fisso nel periodo del contratto.

A seguito della modifica delle modalità di calcolo del prezzo del servizio di tutela gas apportata da ARERA con decorrenza ottobre 2022 (sostituzione dell'indice Pfor trimestrale con l'indice PSV mensile) Hera ha aggiunto anche un contratto PSV_DA / Pfor per riallineare, anche in ragione del diverso periodo di riferimento per ciascuna di tali formule (trimestrale/mensile), l'andamento dei costi di approvvigionamento con il prezzo di vendita e quindi con i ricavi. Hera ha quindi stipulato dei contratti che prevedevano: (a) il pagamento del PSV alla banca in cambio di un valore fisso e (b) il pagamento alla banca di un valore fisso in cambio del Pfor.

Infine, in concomitanza con il cambiamento della tariffa ferrarese è stato stipulato un terzo contratto specifico per Ferrara.

206. Secondo quanto dichiarato da Hera¹⁸⁸ ed emerge dalla documentazione a fascicolo, nel Piano Industriale 2023-2026 del Servizio di Teleriscaldamento¹⁸⁹, nel Conto Economico della rete di Ferrara acquisito in ispezione¹⁹⁰ e nei dati sui costi operativi prodotti in fase pre-istruttoria¹⁹¹, quota parte dei costi e dei ricavi derivanti dagli strumenti di copertura sono stati allocati alla rete di Ferrara in base all'esposizione in vendita di ciascuna rete, cioè sul calore venduto, dato che tutte le formule tariffarie (con l'eccezione del Nuovo Teleriscaldamento Hera, che però ha un peso limitatissimo) sono basate sul costo evitato del riscaldamento a gas naturale o indicizzate al prezzo all'ingrosso del gas naturale.

Tale impostazione ha condotto all'attribuzione alla rete di Ferrara di circa [1-5] milioni di euro di perdite sulle coperture nel 2022 e di una perdita di circa [20.000-40.000] euro nel 2021.

207. Nel corso del procedimento, la Parte ha fornito una differente stima dei profitti e delle perdite relativi agli strumenti di copertura di presunta competenza della rete di Ferrara, basata sulla *“allocazione, contratto per contratto, della quota di rischio di oscillazione delle commodities astrattamente riferibile a ciascuna rete, tenendo, ad esempio, conto del fatto che le reti dove il calore è prodotto esclusivamente da impianti di cogenerazione a gas naturale hanno un minore rischio sul*

¹⁸⁷ Cfr. doc. 55.1

¹⁸⁸ Cfr. docc. 55 e 58

¹⁸⁹ Cfr. doc. 28 ISP-FE

¹⁹⁰ Cfr. doc. 15 ISP-FE.

¹⁹¹ Cfr. doc. 9.

*prezzo di vendita (perché costi e ricavi fluttuano in maniera simmetrica), mentre tale rischio prezzo è tanto maggiore quanto minore è la quota di calore prodotta con il gas.*¹⁹².

In questo contesto: (i) l'“allocazione contratto per contratto” è da intendersi come verifica di quali contratti di copertura certamente non potevano essere riferiti alla rete di Ferrara, perché specifici di altre reti¹⁹³; (ii) il “rischio astrattamente riferibile” alla rete di Ferrara è da intendersi come l'esposizione netta per ciascun indice energetico, sia in vendita che in acquisto, riferibile alla rete di Ferrara “in funzione delle specifiche caratteristiche del relativo mix di generazione e della relativa base clienti”¹⁹⁴.

Tale modalità, seguita nella risposta alla richiesta dell'Autorità di ricostruire il conto economico specifico della rete TLR di Ferrara¹⁹⁵, ha portato a stimare una perdita sulle coperture pari a circa [5-10] milioni di euro nel 2022 e a circa [500.000-900.000] euro nel 2021, contro un profitto di circa [100.000-120.000] euro nel 2023.

208. Nello specifico, per il totale dei contratti riferibili anche alla rete di Ferrara e relativi al gas naturale, la Divisione TLR riporta una posizione netta positiva (cioè, vende più gas di quanto non ne acquisti) e una perdita sulle relative coperture. Tale perdita è stata in larga misura determinata dai contratti che prevedevano di pagare il Pfor e ricevere un prezzo fisso: il prezzo fisso (definito almeno 6 mesi prima del l'inizio del periodo di riferimento) si è rivelato largamente inferiore alla quotazione del Pfor nei periodi cui si riferivano le coperture (primo e quarto trimestre 2022)¹⁹⁶.

Alla rete di Ferrara è stata allocata una quota del [60-70]% di tali perdite (circa [10-20] milioni di euro), in ragione del maggiore contributo di tale rete alla posizione netta positiva a causa della modesta quota della produzione di calore attraverso il gas naturale.

209. Alla rete di Ferrara è stata attribuita interamente la perdita (circa [1-5] milioni di euro) sui contratti stipulati in occasione del passaggio al prezzo fisso geotermico, che prevedevano il pagamento di una somma fissa per ricevere il PSV. La perdita è stata determinata dalla fissazione di un valore che si è rivelato significativamente più alto della quotazione del gas al PSV¹⁹⁷.

210. Per quanto riguarda l'energia elettrica, mentre la Divisione TLR ha una posizione netta positiva (vende più energia di quanta ne acquisti), a causa della presenza di impianti di cogenerazione in alcune reti, la rete di Ferrara è nella situazione opposta perché non ha impianti di cogenerazione¹⁹⁸ e quindi è acquirente netta di energia elettrica per il funzionamento delle pompe che spingono il fluido termovettore nella rete e per i servizi ausiliari. Quindi per la rete di Ferrara l'energia elettrica è esclusivamente un costo.

Le coperture (volte a stabilizzare il prezzo dell'energia elettrica acquistata) hanno permesso alla rete di Ferrara un profitto di [1-5] milioni di euro.

¹⁹² Cfr. doc. 55.

¹⁹³ Cfr. doc. 58.

¹⁹⁴ Cfr. doc. 58.

¹⁹⁵ Cfr. doc. 38.

¹⁹⁶ Cfr. doc. 58.1. Per converso, ad una posizione netta positiva sul PSV è corrisposto un profitto, in quanto le coperture prevedevano il pagamento di un prezzo fisso e il ricevimento del PSV, che è risultato più alto del prezzo fisso pattuito.

¹⁹⁷ Il valore era tuttavia coerente con le quotazioni dei *futures* sul PSV al momento della stipula, come emerge dalle quotazioni pubblicate sulle Newsletter del GME relative a tale periodo.

¹⁹⁸ Rispetto alla Divisione TLR, il termovalorizzatore di Ferrara è un impianto gestito da terzi (Herambiente).

III.3.13. La redditività della rete di Ferrara

211. La tabella 16 seguente riporta alcuni indici di redditività delle vendite della rete di Ferrara, da cui emerge il significativo incremento registrato nel 2021 e soprattutto nel 2022.

Tabella 16: ricavi, EBITDA e EBIT della rete di Ferrara (milioni di euro)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ricavi	[10-20]	[10-20]	[10-20]	[10-20]	[10-20]	[10-20]	[20-30]
EBITDA	[5-10]	[1-5]	[5-10]	[5-10]	[5-10]	[5-10]	[10-20]
EBIT	[1-5]	-[0-1]	[1-5]	[1-5]	[1-5]	[5-10]	[10-20]
EBITDA / Ricavi	[40-50]%	[10-20]%	[40-50]%	[30-40]%	[40-50]%	[40-50]%	[60-70]%
EBIT / Ricavi	[30-40]%	-[0-1]%	[20-30]%	[10-20]%	[20-30]%	[30-40]%	[50-60]%

Fonti: elaborazioni su dati doc. 58 (2017-2020), doc.74 ISP-FE (2016), doc 28 ISP FE (2021-2022)

Il risultato negativo del 2017 appare dovuto¹⁹⁹ a poste di natura straordinaria (minusvalenze su immobilizzazioni per *[omissis]* milioni di euro), escludendo le quali l'EBIT "ordinario" risulterebbe positivo e pari a circa il *[5-10]%* dei ricavi.

212. Dalla tabella 16 emerge come il "margine di profitto" realizzato da Hera nella rete di Ferrara sia stato assai elevato nel 2022 rispetto agli altri anni, attestandosi su valori superiori al 50% anche per il rapporto EBIT/ricavi, che già tiene conto degli ingenti ammortamenti richiesti dal capitale fisso della rete.

213. Dalla documentazione interna acquisita in ispezione²⁰⁰ emerge come Hera utilizzi come misura di redditività nella valutazione delle performance delle diverse reti di TLR il RONA (Return on Net Asset²⁰¹), "calcolato come rapporto tra EBIT e net asset. È stato preferito l'uso dell'EBIT perché maggiormente rappresentativo della redditività degli investimenti. L'EBIT è al lordo dei costi indiretti e il net asset è calcolato sulla base del costo storico al netto delle quote di ammortamento"²⁰². In audizione²⁰³ Hera ha affermato che nel calcolo del RONA "non si prende generalmente in considerazione il capitale circolante netto".

214. A livello di rete di teleriscaldamento, il RONA appare analogo al ROI.

215. Dalla documentazione interna di Hera²⁰⁴ e dalle informazioni fornite²⁰⁵ emerge che la rete di Ferrara è almeno tre volte più redditizia delle altre reti di TLR²⁰⁶ in termini di RONA. Nel 2022 la

¹⁹⁹ Cfr. doc. 83.2.

²⁰⁰ Cfr., per esempio, docc. 28, 74, 84 ISP-FE.

²⁰¹ I *Net Asset* sono di norma calcolati come somma del valore residuo del capitale fisso (valutato al costo storico meno il fondo di ammortamento) e del capitale circolante netto.

²⁰² Doc. 58.

²⁰³ Cfr. verbale audizione febbraio doc n. 55.

²⁰⁴ Cfr. docc. 28 ISP-FE e 74 ISP-FE per i dati sulla rete di Ferrara, 68 ISP-FE e 84 ISP-FE per i dati della Divisione TLR. I RONA del 2021-22 sono calcolati su valori dei Net Asset superiori a quelli che emergono dal libro cespiti (doc. 72 ISP-FE); usando questi ultimi, il RONA sarebbe perfino più elevato.

²⁰⁵ Cfr. doc. 58.

²⁰⁶ L'unica eccezione sembrerebbe essere il 2017. Tuttavia, i dati forniti da Hera nel doc. 58 appaiono in contraddizione con quelli del doc. 74, nel quale si prevedeva un RONA del *[10-20]%* per il 2017.

rete di Ferrara ha registrato un RONA pari a oltre 6 volte quello medio delle reti di teleriscaldamento di Hera.

Emerge inoltre come il RONA registrato nel 2022 da tutte le reti di TLR sia stato superiore a quello degli anni precedenti e a quello previsto per il 2023.

La differenza è particolarmente significativa per la rete di Ferrara, per la quale il Piano Industriale 2023-2026 della Divisione Teleriscaldamento²⁰⁷ riporta un valore del 38,7%, oltre il doppio di quello del 2021 e di quello previsto per il 2023 e oltre il quadruplo del RONA medio del periodo 2017-2020.

Tabella17: RONA per la rete di Ferrara e l'insieme delle reti di TLR di Hera (milioni di euro)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 F
Ferrara	[10-20]	-[0-1] (*)	[10-20]	[5-10]	[5-10]	[10-20]	[30-40]	[10-20]
Tutte le reti TLR	[1-5]	[1-5]	[1-5]	[1-5]	[1-5]	[1-5]	[5-10]	[1-5]

(*) include minusvalenze su dismissioni

N.B. I valori in corsivo sono previsioni effettuate nel giugno 2023 per Ferrara e a novembre 2022 per la Divisione Teleriscaldamento

Fonti: elaborazioni su dati doc. 58 (2017-2020), doc.74 ISP-FE (2016), doc 28 ISP FE (2021-2022)

216. I dati relativi alla rete di Ferrara riportati nella tabella precedente provengono per il 2021-23 dalla versione aggiornata al giugno 2023 della sezione relativa al Sistema Ferrara del Piano Industriale 2023-2026 del Servizio del Teleriscaldamento (doc. 28 ISP-FE). In tale documento il RONA è calcolato al lordo di profitti/perdite derivanti dagli strumenti di copertura acquistati nel 2021-23, come confermato da Hera in risposta a una richiesta di informazioni²⁰⁸.

L'EBIT utilizzato da Hera per il calcolo del RONA sarebbe altresì al lordo dei "ribaltamenti" sulla rete di Ferrara di una quota di costi indiretti e comuni sostenuti dalla Divisione Teleriscaldamento e dalla holding Hera²⁰⁹.

217. Per ciò che concerne il triennio 2021-2023, la tabella 18 seguente riporta il valore del RONA sotto diversi ipotesi riguardanti il calcolo dell'EBIT, prendendo a riferimento il valore dei *Net Asset* del doc. 28 ISP-FE, più favorevole a Hera: (i) tale dato è maggiore di quello desumibile dal libro cespiti acquisito in ispezione; (ii) tale valore include, come detto, la quota di Hera degli *asset* relativi all'ATI che gestisce i pozzi di Casaglia²¹⁰, nonostante gli investimenti dell'ATI siano remunerati dal prezzo del calore geotermico pagato da Hera all'ATI, come prevede il contratto di ATI.

²⁰⁷ Cfr. doc. 28 ISP-FE.

²⁰⁸ Cfr. doc. 58.

²⁰⁹ Cfr. doc. 55. In audizione Hera ha dichiarato che l'EBIT ai fini del Piano Industriale è generalmente calcolato al lordo dei costi indiretti.

²¹⁰ Cfr. doc. 15 ISP-FE, doc. 58 e doc. 83.1.

Tabella 18: stime RONA realizzato nella rete di Ferrara 2021-2023

dati in milioni di euro		2021	2022	2023
A	Risultato Operativo al lordo di Ribaltamenti e Coperture	[5-10]	[10-20]	[5-10]
B	Risultato Operativo, netto Ribaltamenti e lordo Coperture	[5-10]	[10-20]	[5-10]
C	Risultato Operativo al netto di Ribaltamenti e Coperture doc 15 ISP-FE	[1-5]	[10-20]	[5-10]
D	Risultato Operativo al netto di Ribaltamenti e Coperture	[5-10]	[5-10]	[5-10]
E	Net Asset doc. 28 ISP-FE	[40-50]	[40-50]	[40-50]
	RONA A/E	[10-20]%	[40-50]%	[20-30]%
	RONA B/E	[10-20]%	[30-40]%	[10-20]%
	RONA C/E	[10-20]%	[20-30]%	[10-20]%
	RONA D/E	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%

Fonte: conti economici della rete di Ferrara (doc. 38, doc. 58), doc. 15 ISP-FE, doc. 28 ISP-FE

218. L'EBIT, e quindi il rendimento realizzato sul capitale fisso investito, risulta particolarmente alto nel 2022 a prescindere dalla sottrazione o meno dei "ribaltamenti".

L'inclusione delle coperture ha invece un impatto significativo sulla redditività del 2022, soprattutto se si usa la stima dell'"effetto coperture" proposta dalla Parte post-ispezione (caso D), che riporta la redditività a valori intermedi tra quelli del 2021 e del 2023.

L'impiego della stima dell'effetto coperture acquisita in ispezione mantiene la redditività del 2022 a livelli elevati, seppur ridotti rispetto a quelli del caso A).

219. L'eventuale esclusione dei pozzi di Casaglia dai net asset avrebbe un impatto significativo, aumentando il RONA di circa 3 punti percentuali.

220. Nella propria documentazione interna Hera ha confrontato il RONA delle diverse reti di teleriscaldamento con il WACC medio riconosciuto da ARERA nella distribuzione di gas ed energia elettrica²¹¹, pari al 6% circa nel 2021.

Tale confronto conferma che il RONA della rete di Ferrara è superiore a tale WACC dal 2018 in poi e che la rete di Ferrara è, assieme a quella di Granarolo (CAAB-Pilastro), la rete più profittevole tra quelle gestite dalla Divisione Teleriscaldamento.

221. In altri documenti acquisiti in ispezione la valutazione della convenienza degli investimenti nello sfruttamento del calore geotermico e nell'estensione delle reti di riscaldamento appare basata sul tasso di rendimento interno, che può essere interpretato come il rendimento medio annualizzato atteso da tali investimenti.

Per quanto riguarda lo sfruttamento dei pozzi geotermici di Casaglia, gli accordi tra Hera e EGP relativi all'ATI costituita a tal fine prevedono che "la componente di prezzo a copertura dei costi di investimento" sia determinata [omissis] "in modo da garantire comunque una redditività post-tasse del [omissis]%" al RTI ossia "un IRR (Internal Rate of Return) del [omissis]% nominale post-tasse"²¹². Tale IRR sarebbe stato individuato da EGP sulla base della propria esperienza in progetti simili e quindi verosimilmente comprende un certo grado di potere di mercato, dato che EGP agisce da monopolista nella fornitura di calore geotermico nelle reti di teleriscaldamento basate esclusivamente sul calore geotermico che essa gestisce.

²¹¹ Cfr. doc. 68 ISP-FE.

²¹² Cfr. Punti 7.2 e 7.4 del Memorandum of Understanding, all. 2 al doc. 58.

Un analogo tasso di rendimento interno del [omissis]% è stato considerato soddisfacente per l'avvio del progetto di raddoppio dei pozzi di Casaglia, che dovrebbe permettere di soddisfare il 70% della domanda di calore degli utenti del teleriscaldamento ferrarese attraverso l'energia geotermica²¹³.

222. Si tratta di rendimenti medi annualizzati piuttosto elevati, pari al doppio del costo medio del capitale sperimentato da Hera nel periodo 2012-2021 e superiori al RONA medio annuale della rete di Ferrara nel periodo 2017-2020.

III.4. Gli elementi relativi alla possibile eccessività dei ricavi di HERA

223. Nel seguito si riporteranno gli elementi utili ad analizzare se l'andamento di prezzi e costi nella rete di Ferrara abbia portato a prezzi eccessivamente gravosi e quindi a profitti eccessivi.

III.4.1. I tassi di rendimento del capitale

224. L'EBIT realizzato da Hera può essere utilizzato per costruire un indice di rendimento del capitale fisso investito, costituito dal RONA.

225. Come già visto, il RONA realizzato a Ferrara è mediamente il triplo di quello medio delle reti di TLR di Hera. Inoltre, il RONA realizzato a Ferrara nel periodo 2021-2023, e in particolare nel 2022, è stato significativamente superiore alla media del periodo precedente.

226. Il livello del RONA realizzato a Ferrara nel 2021-23 appare significativamente superiore ai rendimenti considerati dall'ATI che gestisce i pozzi di Casaglia e da Hera per valutare la profittabilità dell'ampliamento di tali pozzi: il RONA del 2022 è pari a oltre il triplo del livello di questi *benchmark* ricavabili dalla documentazione interna, mentre nel 2021 e nel 2023 la differenza è prossima al 100%.

227. Il RONA può essere confrontato anche con il WACC regolatorio per i servizi infrastrutturali del settore del gas, come fatto peraltro anche da Hera stessa. Il confronto corretto è con il WACC nominale, dato che il RONA è calcolato su valori nominali²¹⁴.

Per il 2022, il WACC nominale (pre-tasse) definito da ARERA andava dal 6,9% del trasporto gas all'8% della rigassificazione. Valori analoghi sono validi per il 2023, mentre per il 2021 il tasso nominale è stimabile pari all'8,6%²¹⁵.

Al lordo dell'effetto coperture, il RONA della rete di Ferrara è stato pari a più del quadruplo del WACC nominale della rigassificazione nel 2022 e al doppio del WACC nominale nel 2023, mentre nel 2021 la differenza appare compresa tra il 50% e il 100% a seconda che l'EBIT sia al netto o al lordo dei costi indiretti e comuni attribuiti alla rete di Ferrara dalla Divisione Teleriscaldamento e dalla *holding* Hera.

²¹³ Doc. 19 ISP-FE.

²¹⁴ Cfr. in questo senso il DCO 340/2024 dell'ARERA.

²¹⁵ Il WACC - rigassificazione (reale, pre-tasse) è pari al 6,8%. Esso può essere trasformato in un tasso nominale utilizzando la nota formula $(1 + \text{tasso reale}) = (1 + \text{tasso nominale}) / (1 + \text{tasso d'inflazione})$ e utilizzando come tasso d'inflazione l'inflazione attesa per il 2021 impiegata dall'ARERA nella definizione del WACC reale per il 2021, pari all'1,7% (cfr. TIWACC 2016-2021, allegato A alla delibera 583/2015/R/com come modificato e integrato da successive delibere).

III.4.2. Il cost-plus: i ricavi e i costi ammissibili

228. L'approccio privilegiato dalla giurisprudenza comunitaria nell'accertamento dell'eccessività dei prezzi praticati da un'impresa dominante consiste nella comparazione diretta del prezzo al costo, anche se è stata riconosciuta la possibilità di utilizzare una varietà di metodi alternativi quando la comparazione prezzo /costo non sia possibile o affidabile²¹⁶.

La prassi europea²¹⁷ e nazionale hanno riconosciuto altresì che, in condizioni di concorrenza normale e sufficientemente efficace, le imprese hanno diritto a una equa remunerazione dell'attività svolta, "al fine di coprire il proprio costo del capitale"²¹⁸, che deve essere aggiunta ai costi per stabilire se i prezzi siano eccessivi o no. Questo approccio è conosciuto come "cost-plus".

229. Ai fini di questo calcolo occorre innanzitutto determinare quali siano i ricavi rilevanti e i costi effettivamente sostenuti per la fornitura del servizio (costi "ammissibili").

I ricavi rilevanti sono quelli derivanti dalla fornitura del calore, ed escludono quindi i ricavi derivanti da allacciamenti.

I costi operativi per materie prime, servizi direttamente collegati alla produzione del teleriscaldamento e quelli del personale direttamente legati alla fornitura del servizio di TLR a Ferrara sono certamente costi "ammissibili". Tra di essi va ricompreso anche il costo del canone concessorio pagato al Comune di Ferrara.

Poste rettificative relative al valore delle immobilizzazioni non hanno natura di costi operativi e quindi non dovrebbero essere considerate tra i costi "ammissibili"²¹⁹.

230. Per quanto riguarda i costi indiretti (personale, costi di struttura, costi comuni) e di *holding*, Hera ha dichiarato che tale allocazione avviene in base al peso del "valore della produzione" della rete di Ferrara sul valore della produzione totale della rete di TLR.

I dati disponibili²²⁰ indicano che il peso della rete di Ferrara sul totale delle reti di TLR di Hera in termini di ricavi da calore è analogo a quello in termini di volume, con differenze che non appaiono in grado di modificare apprezzabilmente i risultati dell'analisi. Per tale motivo, si utilizzeranno i valori forniti da Hera, pur essendo preferibile in questo tipo di analisi una ripartizione in termini di volumi, meno influenzata dai prezzi²²¹.

231. Hera ha incluso tra i costi della rete di Ferrara una quota parte delle perdite realizzate dalla Divisione Teleriscaldamento sugli strumenti di copertura acquistati. Tale quota, come rilevato in precedenza, è stata stimata da Hera secondo criteri differenti: l'allocazione sulla base dei ricavi dalla vendita di calore e l'allocazione sulla base dell'esposizione della rete al rischio.

²¹⁶ Cfr. Corte di Giustizia, caso 27/76, *United Brands vs Commissione*, §§. 252.54.

²¹⁷ Cfr. per esempio, AT40394 - *Aspen* del 10 febbraio 2021 e le decisioni dell'Autorità nei casi *Aspen* (A480 - *Incremento prezzi farmaci Aspen*, provvedimento n. 26185 del 29 settembre 2016, in Bollettino n. 36/2016) e *Leadiant* (A524 - *Leadiant Biosciences/farmaco per la cura della xantomatosi cerebrotendinea*, provvedimento n. 30156 del 17 maggio 2022, in Bollettino n. 21/2022).

²¹⁸ Cfr. AT.40394 - *Aspen*, cit. §. 154.

²¹⁹ Questa peraltro è la prassi dell'ARERA, cfr., per esempio, delibera n. 363/21. Inoltre, si tratta di oneri di natura straordinaria, la cui inclusione nei costi operativi riconosciuti è stata esclusa dal regolatore nel DCO 388/23.

²²⁰ Cfr. doc. 81.1 e doc. 86.2.

²²¹ Cfr. AT.40394 - *Aspen*, cit., §§. 112-3. Fino ad ottobre 2022 le formule di prezzo sono state peraltro le stesse per tutte le reti di TLR.

232. La tabella seguente riporta per il periodo 2017-2023 i costi operativi ammessi, i costi indiretti (c.d. “ribaltamenti”) e i costi degli strumenti finanziari riferibili alla rete di Ferrara, incluse due diverse allocazioni dell’”effetto coperture” alla rete di Ferrara fornite da Hera.

Tabella 19: ricavi, costi operativi, coperture e ribaltamenti 2017-2023 (milioni di euro)

[omissis]

III.4.3. Il cost-plus: gli ammortamenti e l’equo rendimento

233. La prassi nazionale e comunitaria ha considerato diverse misure di profittabilità quali l’EBITDA e l’EBIT. La preferenza è stata accordata all’EBITDA in caso di timori di una eccessiva discrezionalità nel calcolo degli importi degli ammortamenti e del deprezzamento e degli *impairment charges*²²².

Nel caso presente, tuttavia, non vi sono accantonamenti nel conto economico della rete di Ferrara e gli ammortamenti sono calcolati secondo un criterio lineare basato sulla vita utile di impianti e attrezzature. Si ritiene dunque che i timori legati all’uso dell’EBIT (EBITDA – ammortamenti) non sussistano.

234. Accanto ai costi operativi verranno dunque considerati ammissibili e sottratti dai ricavi anche gli ammortamenti, in quanto rappresentativi dei costi d’uso del capitale.

235. Dato che il settore del teleriscaldamento è un settore ad alta intensità di capitale materiale, appare ragionevole calcolare l’equo rendimento in termini di rendimento del capitale fisico investito. Tale rendimento è ottenuto moltiplicando il valore netto del capitale investito per un appropriato tasso di rendimento.

236. Il valore netto del capitale investito e il tasso di rendimento possono essere considerati sia in termini nominali, che in termini reali. È importante tuttavia che le grandezze utilizzate siano omogenee.

La prassi regolamentare italiana²²³ prevede il calcolo del rendimento applicando un tasso di rendimento reale pre-tasse, fatto pari al costo ponderato del capitale pre-tasse in termini reali (“WACC”). Di conseguenza, anche il capitale netto viene valutato in termini reali, attraverso una complessa operazione di rivalutazione dei cespiti e delle relative quote di ammortamento che porta alla costruzione della c.d. *Regulatory Asset Base* (“RAB”).

In alternativa, lo stesso regolatore ha recentemente proposto la possibilità di calcolare il rendimento del capitale “ammesso” utilizzando il capitale investito netto valutato al costo storico, moltiplicato per un WACC nominale²²⁴.

²²² Cfr. per esempio, Aspen, cit.

²²³ Nel DCO 340/2024 ARERA presenta un ampio confronto internazionale, dal quale emerge che l’approccio reale è seguito consistentemente soltanto in Irlanda e Regno Unito, mentre negli altri paesi europei sono diffusi sia l’approccio WACC nominale / RAB non indicizzata all’inflazione che la compresenza di differenti sistemi a seconda dell’età dell’investimento.

²²⁴ Cfr. il citato DCO 340/2024, pp. 23-25, nonché il DCO 388/2023 riguardante specificamente il teleriscaldamento (§ 4.14).

237. Parallelamente, anche gli ammortamenti devono essere calcolati rispetto al costo storico o devono essere anch'essi rivalutati²²⁵.

238. Secondo la medesima prassi regolatoria, inoltre, anche le immobilizzazioni in corso devono essere prese in considerazione ai fini della determinazione del rendimento sul capitale investito. Tale approccio è stato seguito dalla Parte nel calcolo dell'eccesso dei ricavi sui "costi riconosciuti" effettuato sulla base del costo del capitale rivalutato²²⁶.

239. Dalla documentazione interna di Hera è emerso che la società, in mancanza di un WACC regolatorio specifico per il teleriscaldamento, ha confrontato il rendimento (RONA) delle proprie reti con il WACC fissato dal regolatore per la distribuzione del gas naturale²²⁷ – il settore più vicino al teleriscaldamento dal punto di vista infrastrutturale. Al momento del confronto (2021), il WACC della distribuzione del gas era pari al 6,3% ed era, quindi, superiore al WACC del 5,5% effettivamente sperimentato da Hera per finanziare i propri investimenti nel teleriscaldamento²²⁸. Nel corso del procedimento Hera, anche sulla base di alcune osservazioni del regolatore circa il fatto che un eventuale futuro WACC per il settore del teleriscaldamento dovrebbe essere superiore a quello dei servizi a rete²²⁹, ha rilevato l'inadeguatezza di tale riferimento, proponendo di impiegare come riferimento quantomeno il WACC del settore della rigassificazione, che è il più alto tra i WACC calcolati da ARERA per le infrastrutture dei settori elettrico e gas. La tabella seguente confronta in particolare l'evoluzione dei WACC regolatori per i settori del gas regolati.

Tabella 20: WACC (reali) per i settori del gas regolati

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Distribuzione	6,1%	6,1%	6,3%	6,3%	6,3%	5,6%	5,6%
Misura	6,6%	6,6%	6,8%	6,3%	6,3%	5,6%	5,6%
Stoccaggio	6,5%	6,5%	6,7%	6,7%	6,7%	6,0%	6,0%
Rigassificazione GNL	6,6%	6,6%	6,8%	6,8%	6,8%	6,1%	6,1%

Fonte: tabella 6.1, doc. 81.4

240. Considerato che il WACC rappresenta il rendimento minimo che occorre offrire a un investitore affinché operi in un dato settore e visto che l'unica certezza sul valore futuro del WACC per il teleriscaldamento è che esso sarà superiore a quello delle reti di distribuzione del gas naturale, si ritiene opportuno valutare l'equo rendimento del capitale non sulla base di un unico valore, ma di una griglia di valori determinata a partire dal WACC della distribuzione del gas, in modo da tener

²²⁵ Cfr. il DCO 388/2023 (§§. 4.16, 4.17).

²²⁶ Cfr. doc. 81.4.

²²⁷ Cfr. doc. 68 Ferrara.

²²⁸ Cfr. doc. 55, doc. 58, doc. 38 ISP-FE, doc. 19 ISP-FE.

²²⁹ Nel DCO388/2023 ARERA ha osservato, in relazione alle modalità di determinazione dei parametri specifici di settore per il futuro WACC del teleriscaldamento e in particolare del parametro β^{asset} (che misura il rischio sistematico non diversificabile), che il "rischio sistematico dell'attività di teleriscaldamento dovrebbe infatti essere comparabile a quello legato alla gestione di altri servizi energetici in assetto verticalmente integrato (e pertanto superiore a quello previsto per i soli servizi a rete, tenuto conto delle incertezze legate alla possibile modifica della propria quota di mercato)" (§. 4.13).

conto dell'incertezza sul WACC futuro del teleriscaldamento e dei rendimenti utilizzati da Hera per i confronti di redditività nei propri documenti interni.

Tale approccio permette peraltro di verificare la sensibilità di un eventuale risultato di eccessività all'aumentare del rendimento garantito all'impresa.

241. La tabella 21 seguente riporta dunque i valori impiegati nell'analisi. Per semplicità, per gli anni 2017-2021 è stato utilizzato lo stesso valore del WACC. Per quanto riguarda i valori nominali del WACC, quello del 2022 è stato calcolato da ARERA²³⁰, mentre quello del 2021 è stato ricavato²³¹ utilizzando il tasso di inflazione attesa dell'1,7% utilizzato da ARERA per determinare il valore reale.

Tabella 21: Tassi reali e nominali per il calcolo del rendimento sul capitale

Tassi reali	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Base (WACC)	6,3 %	6,3 %	6,3 %	6,3 %	6,3 %	5,6 %	5,6 %
Base + 10%	6,9 %	6,9 %	6,9 %	6,9 %	6,9 %	6,2 %	6,2 %
Base + 30%	8,2 %	8,2 %	8,2 %	8,2 %	8,2 %	7,3 %	7,3 %
Base + 50%	9,5 %	9,5 %	9,5 %	9,5 %	9,5 %	8,4 %	8,4 %
Tassi nominali	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Base (WACC)	8,1 %	8,1 %	8,1 %	8,1 %	8,1 %	7,4 %	7,4 %
Base + 10%	8,9 %	8,9 %	8,9 %	8,9 %	8,9 %	8,1 %	8,1 %
Base + 30%	10,5%	10,5%	10,5%	10,5%	10,5%	9,6 %	9,6 %
Base + 50%	12,2 %	12,2 %	12,2 %	12,2 %	12,2 %	11,1 %	11,1 %

242. Questa griglia di valori:

- include il WACC sui rigassificatori considerato da Hera nella propria memoria economica²³², che corrisponde infatti al caso Base + 10% sia a valori reali che a valori nominali, e permette di considerare anche valori del rendimento superiori e possibilmente più realistici di tale WACC;
- appare favorevole alla Parte in quanto include il RONA medio storico del periodo 2016-2020 realizzato dalla rete di Ferrara, pari all'8,12% e quindi corrispondente al caso base + 10% a valori nominali; ciò significa che gli altri due casi considerati nella griglia dei tassi nominali concedono a Hera *più* di quanto essa abbia guadagnato storicamente nella rete di Ferrara;
- include nel caso base + 50% a tassi nominali il tasso di rendimento interno del 10,5% pre-tasse richiesto da ENEL Green Power per la partecipazione all'ATI geotermica²³³.

La griglia permette quindi di includere in modo sistematico nell'analisi diversi tassi di rendimento che sono stati considerati *benchmark* rilevanti da Hera stessa.

²³⁰ Cfr. Relazione tecnica allegata alla deliberazione 614/2021/R/Com.

²³¹ La trasformazione è stata effettuata utilizzando la nota formula $(1+\text{tasso reale}) = (1+\text{tasso nominale})/(1+\text{tasso d'inflazione})$ e utilizzando come tasso d'inflazione l'inflazione attesa per il 2021 impiegata dall'ARERA nella definizione del WACC reale per il 2021, pari all'1,7%.

²³² Cfr. doc. 81.4.

²³³ Cfr. doc. 38 ISP-FE.

Tali tassi di rendimento sono peraltro sistematicamente più elevati del WACC medio dei bilanci del gruppo Hera del periodo 2012/13-2021, pari al *[omissis]*, considerato da Hera nelle proprie valutazioni di convenienza circa il progetto geotermia²³⁴.

243. La tabella 22 seguente riporta i valori al costo storico non rivalutato del capitale investito fisso netto²³⁵, delle immobilizzazioni in corso²³⁶, degli ammortamenti e del rendimento del capitale valutato ai tassi nominali della precedente tabella 21.

Tabella 22: ammortamenti e capitale fisso al costo storico e remunerazione del capitale a costo storico 2017-2023 (milioni di euro)

[omissis]

244. La tabella 23 seguente riporta invece i valori al costo storico rivalutato del capitale investito fisso netto, degli ammortamenti rivalutati e del rendimento del capitale valutato ai tassi reali della precedente tabella 20.

Tab. 23: ammortamenti e capitale fisso rivalutati e remunerazione del capitale rivalutato 2017-2023 (milioni di euro)

[omissis]

245. Come osservato in precedenza, si può dubitare della correttezza dell'inclusione degli impianti relativi ai pozzi di Casaglia nell'asset base della rete di TLR.

L'eventuale esclusione di questi impianti impatta sul valore del capitale fisso (a costi storici e rivalutato), sugli ammortamenti e sul rendimento riconosciuto, riducendolo del 6%-8%. Nel seguito quindi si esaminerà anche se l'eventuale esclusione di tali impianti dall'asset base modifichi in maniera significativa i risultati.

III.4.4. Il cost-plus

246. In questa sezione si riportano gli importi del c.d. *cost-plus*, cioè il totale dei costi riconosciuti comprensivo del rendimento del capitale (il "plus"), separatamente per il caso di capitale e ammortamenti al costo storico e rivalutati, nei quattro casi considerati: A) *cost-plus* senza ribaltamenti e effetto coperture (ossia, secondo modalità analoghe al calcolo dell'EBIT impiegato nel Piano Industriale della rete di Ferrara acquisito in ispezione²³⁷); B) *cost-plus* inclusivo dei ribaltamenti ma senza effetto coperture; C) *cost-plus* inclusivo dei ribaltamenti e dell'effetto coperture quantificato come nei documenti ispettivi; D) *cost-plus* inclusivo dei ribaltamenti e dell'effetto coperture quantificato come indicato da Hera nel corso del procedimento²³⁸.

²³⁴ Cfr. doc. 38 ISP-FE, doc. 58.

²³⁵ Valore di inizio periodo per il 2021-2023.

²³⁶ Si è seguita la convenzione della Parte di porre il valore di tali immobilizzazioni per gli anni 2017-2021 pari al valore del 2022.

²³⁷ Cfr. doc. 55 e doc. 28 ISP-FE.

²³⁸ Cfr. doc. 38 e doc. 81.4.

247. La tabella 24 seguente riporta i ricavi e il *cost-plus* per il caso di capitale e ammortamenti al costo storico, nelle diverse ipotesi considerate.

Tab. 24: ricavi e totale costi riconosciuti + rendimento capitale (*cost-plus*), capitale al costo storico (mln di euro)

[omissis]

248. La tabella 25 seguente riporta i ricavi e il *cost-plus* per il caso di capitale e ammortamenti al costo storico rivalutato, nelle diverse ipotesi considerate.

Tab. 25: ricavi e totale costi riconosciuti + rendimento capitale (*cost-plus*), capitale al costo storico rivalutato (mln di euro)

[omissis]

IV. LE ARGOMENTAZIONI DELLE PARTI

249. Le Parti hanno svolto le proprie argomentazioni nel corso delle audizioni del 24 ottobre 2023²³⁹ e del 20 febbraio 2024²⁴⁰, nella memoria del 6 novembre 2023²⁴¹ e nella memoria finale del 6 novembre 2024²⁴². Esse hanno fatto inoltre pervenire il 30 luglio una memoria economica redatta dalla società di consulenza economica Oxera²⁴³.

IV.1. Il contesto normativo

250. Le Parti hanno rilevato come alla consistente espansione del settore del TLR, che tra il 2000 e il 2021 ha aumentato la volumetria allacciata a un tasso medio annuo del 5,9%, non sia seguita una specifica disciplina normativa e/o regolamentare di riferimento. Gran parte degli operatori del settore, pertanto, ha optato, nell'individuazione di una formula di determinazione dei prezzi del servizio erogato, per un'impostazione basata sulla metodologia del "costo evitato". In particolare, la formula per la determinazione dei prezzi in base al principio del "costo evitato" sviluppata nel 1996 dall'Associazione Italiana per il Riscaldamento Urbano ("AIRU"), nell'ambito di uno studio ricognitivo sulle tariffe applicate dai gestori delle reti di TLR, è stata ampiamente ripresa e fatta propria dagli operatori di settore; tale formula costruisce il costo sostenuto dall'utente del TLR in base al costo che l'utente avrebbe sostenuto se avesse optato per un servizio di climatizzazione alternativo, generalmente la caldaia a gas.

251. Il primo intervento normativo specificamente diretto al settore del TLR è rappresentato dal decreto legislativo n. 102 del 4 luglio 2014 ("D.lgs. n. 102/2014"), il quale ha attribuito all'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente ("ARERA") specifici poteri in materia di regolazione delle tariffe con riferimento unicamente alle reti realizzate dopo l'approvazione del menzionato

²³⁹ Cfr. doc. 48.

²⁴⁰ Cfr. doc. 55.1.

²⁴¹ Cfr. doc. 50.

²⁴² Cfr. doc. 93.

²⁴³ Cfr. doc. 81.4.

decreto, laddove fossero presenti obblighi di allacciamento alla rete di TLR, imposti da Comuni o Regioni, che escludessero quindi ogni forma di concorrenza.

Alla luce dell'assenza nel territorio nazionale di reti entrate in esercizio dopo l'entrata in vigore del D.lgs. n. 102/2014 rispetto cui viga un obbligo di allacciamento, i prezzi del servizio in esame hanno continuato a essere determinati degli esercenti, secondo i principi di mercato, spesso anche alla luce di accordi di tipo convenzionale con le autorità locali.

252. A seguito della segnalazione²⁴⁴ con cui l'ARERA, alla luce dei risultati della propria Indagine Conoscitiva sul TLR, rappresentava l'opportunità di modificare il quadro normativo di riferimento per il settore del TLR, al fine di assicurare la congruità dei prezzi applicati dagli esercenti e la sostenibilità del servizio per gli utenti (con particolare riferimento agli utenti vulnerabili), e dell'emanazione del regolamento (UE) 2022/1854²⁴⁵, che ha previsto l'imposizione di un "cap" di prezzo pari a 180 €/MWh all'energia elettrica prodotta da fonti non fossili, il legislatore ha introdotto una regolamentazione tariffaria del servizio di teleriscaldamento.

253. Tale regolamentazione rappresenta, secondo le Parti, un punto di svolta nella disciplina di un servizio che ha visto, storicamente, la definizione delle tariffe del servizio in capo agli esercenti "secondo i principi di mercato, spesso anche alla luce di accordi di tipo convenzionale con le autorità locali"²⁴⁶ e in larga parte indicizzata all'andamento delle quotazioni del gas naturale per ragioni legate sia alla prevalente tecnologia di produzione del calore immesso nelle reti di teleriscaldamento, sia alla circostanza che il riscaldamento tramite caldaia a gas rappresenta la principale alternativa disponibile al TLE per il riscaldamento degli ambienti. Quest'ultima circostanza sarebbe alla base della diffusione delle tariffe basate sul "costo evitato" del riscaldamento a gas naturale, determinate secondo formule riconducibili a quella sviluppata originariamente da AIRU, che permetterebbe, come osservato anche dall'ARERA, "di applicare prezzi comparabili alle alternative disponibili"²⁴⁷.

254. Per quanto concerne la regolamentazione a livello locale, le Parti hanno affermato che "il servizio di TLR della città di Ferrara, a partire dalla Convenzione stipulata nel 1990 tra il Comune di Ferrara e AMGA, l'allora gestore della rete, ha sempre previsto una metodologia di calcolo direttamente connessa all'andamento del prezzo del gas in tutela secondo la metodologia del costo evitato sopra richiamata"²⁴⁸.

In coerenza con questa impostazione, Hera ha sempre provveduto a fornire ai propri clienti un'informazione chiara e completa circa l'articolazione tariffaria e le relative metodologie di calcolo, sia tramite le informazioni fornite direttamente in bolletta che attraverso il proprio sito internet.

255. Nell'audizione del 24 ottobre 2023 Hera, dopo aver sottolineato come il servizio di Teleriscaldamento a Ferrara sia regolato da una Convenzione rinnovata nel 2018 con il Comune di Ferrara e che la revisione della tariffa calore contenuta nell'Addendum dell'ottobre 2022 sia il frutto

²⁴⁴ Deliberazione ARERA n. 568/2022/I/TLR del 2 novembre 2022.

²⁴⁵ Regolamento (UE) 2022/1854 del Consiglio del 6 ottobre 2022 relativo a un intervento di emergenza per far fronte ai prezzi elevati dell'energia.

²⁴⁶ Cfr. memoria finale, p. 3.

²⁴⁷ Cfr. memoria finale, p. 4.

²⁴⁸ Cfr. doc. 50 e la memoria finale.

dell'interazione tra Hera e il Comune all'interno di tale Convenzione, ha rilevato che il rapporto esistente tra Hera e l'ente pubblico Comune di Ferrara rende di per sé difficilmente configurabile un abuso di posizione dominante.

256. Nella memoria finale Hera ha rilevato che *“L’asserita estraneità del Comune di Ferrara al processo di determinazione delle tariffe (cfr. punto 88 CRI) tiene conto solo del dato letterale delle previsioni della Convenzione 2018 ma non delle effettive interazioni tra Hera e amministrazione comunale sul punto”*.

IV.2. L’unitarietà della politica di prezzo e della logica gestionale del servizio di teleriscaldamento

257. Hera ha rappresentato come essa, fino all'entrata in vigore dell'Addendum alla Convenzione con il Comune di Ferrara, abbia adottato una politica di prezzo unitaria per tutte le reti di teleriscaldamento, che *“risponde a una logica gestionale unitaria dei servizi di TLR, indipendentemente dai diversi costi di offerta e dalla possibile diversa elasticità della domanda da parte della clientela servita nelle diverse aree”*²⁴⁹. Le reti locali non vengono gestite come monopoli locali dei quali bisogna massimizzare la redditività secondo le condizioni di mercato locali, ma in maniera unitaria e gli eventuali calcoli di redditività per le diverse reti sono effettuati a fini di mero confronto interno, senza alcun riflesso sul pricing del servizio. In questo senso, Hera *“non ha applicato un pricing differenziato per la rete di Ferrara volto a sfruttarne le presunte peculiarità”*. Tale logica gestionale unitaria trova riscontro anche nel fatto che i contratti di copertura sono stipulati sulla base dell'esposizione netta dell'intera Divisione Teleriscaldamento agli indici di prezzo energetici²⁵⁰.

258. Hera ha argomentato²⁵¹ che, in presenza di differenze nelle fonti di produzione del calore impiegate e nelle densità termiche delle reti, nonché nella temperatura di mandata e ritorno dell'acqua che veicola il calore, i costi del servizio di TLR potrebbero variare significativamente, rendendo eventuali tariffe basate sui costi della singola rete non sostenibili per gli utenti di alcune reti. In tale contesto, una politica di prezzo unitaria, pur comportando sussidi incrociati tra utenti di reti diverse, permetterebbe di *“superare questa criticità”* e di favorire la competitività del TLR rispetto ad altri sistemi di riscaldamento.

259. Nella memoria finale Hera ha altresì osservato che la perequazione tra reti che tale politica unitaria comporta non sarebbe stata utilizzata da Hera per compensare i costi delle altre reti a scapito degli utenti di Ferrara, ma avrebbe prodotto benefici che non sono stati incamerati dalla Parte ma trasferiti agli utenti delle altre reti di TLR.

In particolare, Hera ha sostenuto che applicando *“gli stessi principi dell’Autorità per la costruzione del c.d. cost-plus e ipotesi tipicamente conservative (quali ad esempio il WACC del caso “BASE” dell’Autorità), si può vedere come nel periodo in questione un approccio cost-reflective per singolo sistema anziché per l'intero perimetro TLR avrebbe portato a tariffe “medie” superiori rispetto a quelle effettivamente applicate per la quasi totalità degli altri sistemi. In alcuni casi le tariffe sarebbero dovute crescere in modo particolarmente significativo. Infatti [...] gli utenti degli altri*

²⁴⁹ Cfr. doc. 81.4, p. 21.

²⁵⁰ Cfr. doc. 55.1, doc. 58.

²⁵¹ Cfr. doc. 81.4 e memoria finale.

sistemi avrebbero visto la propria tariffa crescere in media di circa il [70-80]% nel 2021, [50-60]% nel 2022 e l'[80-90]% nel 2023", con un minimo a Imola ([20-30]% nel 2022, [10-20]% nel 2023) e un massimo del [160-180]% circa a Bologna San Biagio nel 2022-23. La "maggiore redditività derivante dal sistema di TLR di Ferrara ha consentito di finanziare anche le misure di supporto introdotte tanto a favore degli utenti di Ferrara quanto degli utenti degli altri sistemi, quali in particolare il Bonus TLR introdotto volontariamente da Hera nel 2011 e successivamente potenziato proprio nel corso della crisi energetica".

Hera ha rilevato che lo stesso regolatore avrebbe riconosciuto "i benefici dall'applicazione di tariffe unitarie su un perimetro più esteso [...] Infatti, nel più recente documento di consultazione 214/2024/R/tlr per la definizione del metodo tariffario (a regime) per il TLR, ARERA ha mantenuto aperta la possibilità per gli operatori di definire il vincolo ai ricavi (e quindi le tariffe) su un ambito più ampio della singola rete di TLR. Come riconosciuto da ARERA, sebbene questo possa comportare sussidi incrociati tra utenti allacciati a reti diverse, una simile possibilità può assicurare maggiore flessibilità agli operatori di TLR nella definizione delle proprie offerte e quindi "favorire la competitività del servizio di teleriscaldamento con altri servizi di riscaldamento alternativi".

Infine, secondo Hera "meccanismi di c.d. perequazione per ripartire i costi del servizio su un perimetro più esteso di quello di una singola rete (o singolo operatore) sono frequentemente usati in altri settori regolati dell'energia, come nella distribuzione elettrica, con una perequazione sull'intero territorio nazionale (e applicazione di una tariffa unica per ciascuna tipologia di utente), e nella distribuzione gas, con le stesse tariffe applicate a livello di macro-area (per un totale di sette macro-aree)".

IV.3. I benefici del teleriscaldamento per gli utenti

260. Nella memoria finale Hera ha argomentato che il TLR avrebbe "permesso agli utenti di Ferrara di partecipare ad alcuni dei benefici derivanti dalla presenza della fonte geotermica".

261. In primo luogo, il TLR "nel caso di Hera riflette il corrispettivo per un servizio che può essere considerato "chiavi in mano" per la fornitura del calore. Hera, infatti, non fornisce all'utente unicamente l'energia termica (calore), ma anche il servizio di manutenzione ordinaria e straordinaria dello scambiatore e la sua sostituzione periodica [...] Al contrario, un utente del servizio di riscaldamento con caldaia a gas, oltre al costo della commodity rinvenibile in bolletta, deve sostenere ulteriori costi per altri servizi c.d. accessori alla caldaia, ma imprescindibili per l'utilizzo della stessa [quali ad esempio] la manutenzione ordinaria e straordinaria della caldaia, la sua periodica sostituzione (il cui costo è generalmente catturato dall'inclusione dell'ammortamento della caldaia nel confronto rispetto al TLR), l'energia elettrica consumata dal bruciatore che alimenta la caldaia, le pratiche e certificazioni antincendio presso i Vigili del Fuoco e la manutenzione periodica o sostituzione della canna fumaria. [...] Le spese di gestione e di ammortamento della caldaia a gas non rappresentano quindi un fattore estrinseco che rende più competitivo il TLR rispetto all'alternativa, bensì uno degli elementi di cui si deve tenere conto per assicurare un confronto omogeneo tra il costo sostenuto da un utente per il riscaldamento tramite TLR (nel caso di Hera) o caldaia a gas".

262. In secondo luogo, lo sconto fiscale "dovrebbe essere considerato intrinseco al TLR di Ferrara [...] Proprio in virtù delle caratteristiche peculiari della rete di Ferrara, alimentata in modo prevalente da calore di fonte rinnovabile (biomassa e geotermia), lo sconto fiscale viene

riconosciuto nel suo importo massimo applicabile per ogni kWh venduto. I consumatori hanno accesso al beneficio dello sconto [...] grazie agli investimenti di Hera e alla gestione dei pozzi geotermici e dell'impianto waste-to-energy (WTE)".

263. In terzo luogo, "gli utenti della rete di Ferrara beneficiano di vantaggi ulteriori alla sola convenienza economica rispetto a una tecnologia di riscaldamento alternativa per via della presenza della fonte geotermica. Tra questi vantaggi rientra in particolare l'attribuzione di una classe energetica più elevata a molti condomini per via dell'allacciamento al TLR, alla luce dei bassi valori del fattore di conversione in energia primaria non rinnovabile dell'energia termica fornita dalla rete TLR di Ferrara. Generalmente il riconoscimento di una classe energetica più elevata si traduce in un maggior valore degli immobili. [...] L'allacciamento a una rete di teleriscaldamento efficiente, con calore proveniente in maniera sostanziale da fonti rinnovabili, come nel caso della rete di Ferrara, consente cioè di evitare ulteriori costi che sarebbero altrimenti necessari (in sede di ristrutturazione rilevante dell'edificio) per adeguare gli immobili alla più recente normativa in materia di efficienza energetica".

IV.4. L'andamento delle tariffe e l'intervento di Hera

264. Secondo Hera, "l'applicazione di tale sistema tariffario [basato sul costo evitato] ha generato per gli utenti ferraresi del TLR un risparmio indicativo annuo stimabile, complessivamente, nel range tra il 4,0% e il 14,0%, a seconda del valore del gas in tutela e della tipologia di caldaia presa a riferimento, nel periodo dal 2015 al 2020 rispetto a un utente dotato di un sistema di riscaldamento connesso a una caldaia a gas. Tale convenienza è comprovata dall'ampia diffusione sopra evidenziata del TLR all'interno del territorio comunale, in particolar modo tra le utenze domestiche, pur in assenza di fattori di natura tecnica o economica che impediscano o rendano particolarmente oneroso il ricorso a forme alternative di approvvigionamento del calore"²⁵².

265. Hera ha rilevato che il "meccanismo di indicizzazione del TLR al gas [...] ha agito in modo simmetrico, tanto nei casi di aumenti dei prezzi del gas quanto in quelli di riduzione. Non si tratta quindi di un meccanismo volto a sfruttare la disponibilità a pagare degli utenti del TLR, avendo trovato applicazione sia in contesti "favorevoli" sia "sfavorevoli" per i clienti"²⁵³.

Per esempio, l'applicazione di tale metodologia avrebbe consentito agli utenti, secondo le Parti, di "beneficiare pienamente dell'effetto indicizzazione" quando le quotazioni del gas nei mercati internazionali sono state particolarmente basse, come nel terzo trimestre 2020, quando la componente "Cmem" pubblicata dall'ARERA è stata pari a 8,4832 c€/Smc cioè 7,93 €/MWh²⁵⁴.

266. In generale, secondo Hera "le tariffe TLR non sono cresciute in modo sostanzialmente diverso dai prezzi medi di vendita del gas sul mercato finale (al netto delle imposte). In particolare, il prezzo medio del TLR e le tariffe di Ferrara sono cresciuti di circa il 130% nel 2022 rispetto al 2017, mentre il prezzo del gas per un utente con consumo tra 5.000 e 50.000 standard metri cubi (Smc) è cresciuto di circa il 175% (o del 225% circa per il totale dei clienti) sulla base dei prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale"²⁵⁵.

²⁵² Cfr. doc. 50.

²⁵³ Cfr. doc. 81.4 p. 22.

²⁵⁴ Cfr. doc. 50.

²⁵⁵ Cfr. doc. 81.4 p. 23-24.

267. Tuttavia, gli aumenti intervenuti nel prezzo del gas naturale a partire dall'inizio del 2022, e in particolare nei mesi di agosto e settembre 2022, *“hanno generato una conseguenziale crescita significativa delle tariffe del servizio”* in un *“contesto di mercato caratterizzato in maniera preponderante dall'applicazione del criterio del “costo evitato” o comunque da un'indicizzazione delle tariffe del TLR al prezzo del gas naturale”*²⁵⁶, meccanismi che non sarebbero mai stati oggetto di contestazione²⁵⁷.

268. Sia nella memoria finale che nel corso dell'audizione finale, Hera ha sostenuto la *“infondatezza e contraddittorietà”* delle argomentazioni contenute nella Comunicazione delle Risultanze Istruttorie circa la mancata adozione o comunque l'inefficacia delle misure correttive messe in atto da Hera per far fronte a prezzi del gas estremamente alti.

Hera ha in particolare sottolineato come la Comunicazione delle Risultanze Istruttorie non tenga *“in considerazione il contesto in cui si inseriscono gli interventi di Hera e addirittura tenta di dimostrare l'inefficacia delle misure di mitigazione sulla base di valutazioni condotte ex post alla luce di scenari del tutto nuovi e diversi”*²⁵⁸, mentre le scelte della società e i relativi effetti *“dovrebbero invece essere valutati secondo un approccio “ex-ante”, ponendosi nella stessa prospettiva dei manager di Hera nel 2022, nel mezzo delle difficoltà e incertezze create dall'instabilità del prezzo all'ingrosso del gas naturale e dai picchi di prezzo da questo raggiunti, dall'aumento del numero di bollette non pagate e dell'impossibilità di far fronte con la sola geotermia alla domanda di calore”*²⁵⁹.

269. Come argomentato nella memoria del 6 novembre 2023 e ribadito nella memoria finale, Hera, *“di fronte a uno scenario impossibile da preconizzare e assolutamente al di fuori della propria sfera di controllo, [si è] tempestivamente attivata facendo quanto in suo potere per arginare gli effetti dell'impennata dei prezzi del gas naturale sul settore del TLR e tutelare in questo modo la propria utenza. A tal fine, ha avviato una fitta interlocuzione con il Comune di Ferrara già a partire dai primi mesi del 2022, allorquando la componente “Cmem” pubblicata da ARERA passava dal valore di 46,66 €/MWh del IV trimestre 2021 al valore di 82,19 €/MWh del I trimestre 2022, operando in quel frangente due interventi mirati sull'utenza ferrarese: (i) il primo di carattere tariffario e rivolto alla generalità delle utenze servite; e (ii) il secondo mirato alle utenze domestiche in situazione di disagio economico”*.

Riguardo al primo intervento, Hera ha affermato di aver *“operato, di concerto con il Comune, una riduzione volontaria del prezzo del calore del TLR applicato ai consumi termici del I trimestre 2022 delle utenze servite a Ferrara e differenziato per tipologia di utenza”*.

Con il secondo intervento *“Hera ha confermato anche per il 2022 lo strumento del “Bonus teleriscaldamento”, strumento già istituito su base volontaria dal 2011 (quindi in assenza di qualsivoglia obbligo normativo), ma potenziandolo negli importi per il 2022 e anticipandone temporalmente l'erogazione rispetto alle tempistiche consuete degli anni precedenti, e ciò proprio per far fronte in modo tempestivo all'impatto economico sulle forniture di TLR della crisi dei mercati energetici sopra descritta”*.

²⁵⁶ Cfr. doc. 50.

²⁵⁷ Cfr. memoria finale, pp. 10-11.

²⁵⁸ Cfr. memoria finale, p. 10.

²⁵⁹ Cfr. verbale dell'audizione finale.

Secondo Hera, il “beneficio economico complessivo rilasciato sul territorio ferrarese mediante le due misure richiamate è stato di circa un milione di euro (più IVA)”.

270. Secondo la ricostruzione effettuata da Hera nella citata memoria del 6 novembre 2023, “[a] partire dall’estate del 2022, poi, le interlocuzioni col Comune si sono ulteriormente intensificate, in uno scenario di prezzo del gas all’ingrosso che vedeva la Cmem nel trimestre estivo (luglio-settembre) raggiungere il valore di 105 c€/Smc e nella ricerca, questa volta, di una misura tariffaria strutturale utile a fronteggiare al meglio gli effetti negativi della congiuntura politico-economica globale. Attraverso una serie di incontri articolatasi durante i mesi di settembre e ottobre, anche per le tempistiche richieste dai processi deliberativi interni del Comune, Hera ha ricercato con il Comune la soluzione più idonea al fine di tutelare l’utenza ferrarese, e l’interesse pubblico sottostante, dagli imminenti ulteriori rincari.

Frutto di tale confronto negoziale è stato, infatti, l’Addendum alla Convenzione (“**Addendum**”) siglato da Hera e il Comune di Ferrara il 27 ottobre 2022, con lo scopo di valorizzare la presenza della componente geotermica [...]. Tale obiettivo è stato raggiunto introducendo, all’interno dell’articolazione tariffaria, una componente fissa relativa al calore prodotto da fonte geotermica (“**tariffa GEO**”), slegata dall’andamento del prezzo del gas naturale e fissata a 155 €/MWh fino al 31 dicembre 2024, per poi diminuire a 149 €/MWh dal 1° gennaio 2025 fino al termine della Convenzione, prorogato al 2040 [...] L’applicazione della tariffa GEO è stata disposta dal 1° ottobre 2022 e ha generato una riduzione dei costi e un conseguente beneficio per l’utenza ferrarese, rispetto alla precedente tariffa, pari a 3,6 milioni di euro (più IVA) circa nel solo trimestre ottobre 2022 - dicembre 2022, mesi nei quali il prezzo del gas raggiungeva il picco di periodo nel mese di dicembre, con un valore della componente Cmem di ARERA pari a 116,6 €/MWh, e pari a 1,04 milioni di euro (più IVA) circa tra gennaio 2023 e giugno 2023. Tramite questo tempestivo intervento [Hera ha] assicurato un beneficio immediato, concreto e trasversale per ciascuna tipologia di cliente, indipendentemente dalla struttura tariffaria selezionata (binomia domestica, binomia non domestica, binomia industriale, monomia domestica e monomia non domestica). Al fine di rendere partecipe l’utenza delle iniziative intraprese e dell’entità delle stesse, in un’ottica di massima chiarezza e trasparenza, inoltre, Hera ha provveduto a inviare ai clienti un’apposita comunicazione esplicativa della nuova metodologia di definizione tariffaria prevista nell’Addendum, fornendo contestualmente ogni chiarimento circa le modalità applicative”²⁶⁰.

271. Hera ha rilevato che i benefici derivanti dall’introduzione del prezzo fisso sono stati pacificamente riconosciuti dagli Uffici nella Comunicazione delle Risultanze Istruttorie, come risulta dalla fig. 19 della CRI e dal relativo commento.

“Ne consegue, quindi, che le misure di mitigazione adottate da Hera, su base volontaria, in accordo con il Comune e prima dell’avvio del procedimento, si sono rivelate assolutamente efficaci, garantendo che le tariffe del TLR di Ferrara fossero inferiori rispetto a quelle che sarebbero state applicate in assenza di meccanismi correttivi e in forza del cd. “costo evitato”. Ciò è stato riconosciuto dalla stessa Autorità, quantomeno nel periodo ottobre ’22-gennaio/febbraio ’23” (p. 12).

272. Nella memoria finale Hera ha riconosciuto che, mentre “a settembre 2022, momento in cui era in discussione l’Addendum alla convenzione con il Comune di Ferrara, Hera stimava che

²⁶⁰ Cfr. doc. 50.

l'introduzione del prezzo fisso avrebbe portato a un risparmio per gli utenti di circa 5,5 milioni di euro nel IV trimestre 2022 e di oltre 17 milioni di euro nel 2023 (sulla base dell'evoluzione attesa dei prezzi del gas)", gli "effettivi risparmi conseguiti si sono poi rivelati inferiori, in quanto i prezzi del gas sono risultati più bassi di quanto inizialmente previsto in sede di definizione del prezzo fisso per la tariffa GEO. Tuttavia, si sottolinea il contesto in cui la decisione è maturata e l'elevata volatilità dei prezzi del gas che ha caratterizzato quel periodo, circostanza che ha contribuito a rendere velocemente obsolete gran parte delle stime circa l'evoluzione dei prezzi del gas e non solo quelle di Hera" (p. 13).

273. Hera ha affermato nella memoria finale che *"la scelta di introdurre un prezzo fisso per la valorizzazione del calore di fonte geotermica rispondeva alla duplice necessità di ricorrere a uno strumento che potesse essere al tempo stesso efficace ma anche facilmente comprensibile da parte dell'utenza. [...] Il prezzo fisso aveva le idonee caratteristiche di semplicità e più facile comprensione da parte degli utenti e rispondeva adeguatamente, oltre che alle istanze del territorio (in primis la richiesta di svincolare il prezzo del TLR da fonte geotermica dal prezzo del gas), anche a esigenze interne a Hera, in quanto la struttura di costo della geotermia è, in prima approssimazione, fissa" (p.12).*

274. Con riguardo al livello della componente fissa, Hera ha sottolineato *"due elementi di contesto: (i) al momento della definizione della proposta con il Comune (prevalentemente il mese di settembre), la percezione di mercato relativamente ai valori prospettici del costo del gas vedeva un prezzo forward per l'anno 2023 sul mercato italiano all'ingrosso del gas (PSV) di circa 210,0 €/MWh (valore di componente materia prima che avrebbe generato un livello medio tariffario per il territorio ferrarese superiore ai 400 €/MWh); (ii) la stessa ARERA si trovava a intervenire sulle modalità di definizione della tariffa gas sul mercato tutelato, modificando, a decorrere dal 1° ottobre 2022, il metodo di aggiornamento dei costi della materia prima gas (con il passaggio dal riferimento alle quotazioni a termine del mercato all'ingrosso alla media dei prezzi effettivi del mercato all'ingrosso PSV italiano) e la frequenza di aggiornamento del prezzo (divenuto mensile, non più trimestrale). Ciò si è tradotto nell'indicazione agli operatori gas italiani di un valore del prezzo del gas (riferito alla sola materia prima) da utilizzare per fatturare in acconto i consumi di ottobre pari a 183,4 €/MWh" 261.*

275. Per quanto riguarda il foglio Excel alla base delle simulazioni sulla redditività attesa per il calore di fonte geotermica utilizzato nella CRI per valutare l'impatto della tariffa GEO e in particolare la differenza tra i costi del calore geotermico e i ricavi derivanti dal prezzo fisso, nella memoria finale Hera ha sottolineato *"che si tratta di un file work-in-progress acquisito in sede di ispezione e contenente delle imprecisioni. In particolare, il RONA è calcolato utilizzando unicamente i net asset relativi ai pozzi geotermici, senza tenere conto, almeno in quota parte, dei net asset della rete di Ferrara, i cui investimenti sono necessari al fine di distribuire il calore prodotto dai pozzi geotermici e quindi permetterne l'effettivo utilizzo da parte dell'utenza" (p. 14).* Aggiornando il file Excel allocando alla geotermia solo una quota parte dei net asset di Ferrara, in linea con la quota del calore geotermico rispetto ai volumi totali (pari ad almeno il [40-50]% a partire dal 2021), il RONA ricalcolato si attesta su valori nettamente inferiori rispetto a quelli riportati nella

²⁶¹ Cfr. doc. 50.

versione work-in-progress del file acquisito in ispezione e, assumendo una tariffa GEO pari a 155 €/MWh, sempre inferiore al [20-30]%, come mostrato nella tabella di seguito.

Tabella 26: RONA investimento geotermico ricalcolato

[omissis]

276. Hera ha poi affermato²⁶² che, in applicazione del punto 4.4 dell'Addendum²⁶³, essa si è adoperata al fine di assicurare incontri periodici con il Comune volti al costante monitoraggio delle tariffe del TLR, anche nel corso del 2023, e ha fornito un elenco delle interlocuzioni avvenute tra il marzo e l'ottobre 2023, per un totale di 11 incontri ai quali hanno partecipato i vertici comunali (l'Assessore competente, accompagnato spesso dal dirigente dell'ufficio competente per il teleriscaldamento e talvolta da altri funzionari comunali) e i responsabili della rete di Ferrara ([omissis]), talvolta accompagnati dai vertici della Divisione Teleriscaldamento.

277. Tali interlocuzioni avrebbero portato Hera e il Comune di Ferrara “a una condivisione di intenti in vista della nuova stagione termica '23-'24, concordando circa l'opportunità di superare l'assetto tariffario sancito nell'Addendum 2022, nel quale si individuava un prezzo fisso per la tariffa GEO. Se pur confermato, infatti, che fino al mese di settembre 2023 tale addendum avrebbe continuato a garantire benefici economici all'utenza, con l'avvio della nuova stagione termica tale effetto positivo avrebbe potuto subire una riduzione qualora il prezzo del gas fosse sceso sensibilmente”²⁶⁴.

IV.5. Le coperture

278. Nell'audizione del 20 febbraio 2024²⁶⁵ Hera ha sostenuto che il servizio di teleriscaldamento è un servizio pubblico, fornito dai concessionari ai clienti sulla base di contratti a tempo indeterminato in virtù dei quali Hera è obbligata a fornire il calore richiesto. In questo contesto, l'hedging del rischio attraverso gli strumenti di copertura è essenziale per poter garantire tale continuità a fronte delle fluttuazioni dei ricavi e dei costi, assicurando la copertura degli ingenti costi fissi che caratterizzano questo servizio: l'obbligo di continuità significa che Hera è tenuta a fornire il calore qualsiasi sia il costo di approvvigionamento/produzione che deve sostenere e ciò pone sulla società un elevato rischio d'impresa, che è mitigato attraverso gli strumenti di copertura. Gli strumenti di copertura permettono infatti di ridurre il rischio di perdite da parte dell'azienda, garantendo la fornitura di calore agli utenti, in particolare in condizioni eccezionali quali quelle del 2021-22, senza variare l'offerta applicata agli utenti stessi.

Hera ha rilevato che struttura dei ricavi del proprio servizio di teleriscaldamento è fondamentalmente variabile, in quanto le tariffe del TLR prevedono un prezzo di vendita equivalente al costo evitato

²⁶² Cfr. doc. 50.

²⁶³ Il punto 4.4. dell'Addendum dispone che “in considerazione dell'estrema variabilità dei prezzi del gas che si prevede anche per i prossimi anni, [...] le Parti si impegnano a organizzare periodici incontri di aggiornamento, da effettuarsi indicativamente nel mese di settembre di ogni anno, e volti a una chiara comprensione della documentazione consegnata e anche finalizzati al monitoraggio delle tariffe del teleriscaldamento rispetto all'evoluzione dei prezzi del gas sui mercati energetici”.

²⁶⁴ Cfr. doc. 50.

²⁶⁵ Cfr. doc. 55.2.

del riscaldamento con gas naturale da parte di un utente del servizio di tutela gas e sono quindi indicizzate al prezzo del gas naturale nel servizio di tutela dell'ARERA. La struttura dei costi del servizio di TLR è invece molto rigida, a causa, tra l'altro, della presenza di ingenti costi fissi di rete; i costi variabili sono indicizzati principalmente al gas con indici che seguono l'andamento del prezzo mensile al PSV oppure al TTF, dato che Hera non utilizza contratti di approvvigionamento a prezzo fisso. La rigidità della struttura dei costi espone Hera al rischio che, in caso di una significativa riduzione dei ricavi, la società potrebbe sostenere delle perdite per far fronte ai propri obblighi di fornitura. Tale circostanza si sarebbe verificata nel 2020, quando la pandemia ha depresso il Pfor al quale era indicizzato il prezzo del gas nel servizio di tutela.

Hera sarebbe quindi esposta al *“rischio volume (particolarmente sensibile data l'elevata intensità di capitale di questa attività), ovvero la variabilità della domanda”* e al *“rischio di esposizione ai prezzi di input, quali quelli delle commodity energetiche”*, ai quali farebbe fronte attraverso la sottoscrizione di contratti di copertura²⁶⁶.

279. Hera *“fa ricorso agli strumenti di copertura con una logica aggregata relativa, cioè, all'intero perimetro del TLR, ed effettua, quindi, le coperture per ciascun indice sulle posizioni nette di tutto il portafoglio del business”* ²⁶⁷. I contratti di copertura mirano a mitigare - con riferimento ad una percentuale di circa il 70% del totale delle forniture del settore TLR - il rischio di impresa derivante dall'oscillazione dei prezzi delle *commodities*, assumendo comunque quello relativo all'andamento della domanda²⁶⁸.

280. *“Con i contratti di copertura [...] Hera ha stabilito in anticipo il prezzo a cui sarebbero state regolate le diverse partite, ovvero i propri costi per l'acquisto delle commodity e i propri ricavi per la vendita rispettivamente di TLR ed energia elettrica nel caso di impianti cogenerativi (a fronte di un corrispettivo per il contratto di copertura), così da svincolarli dai prezzi che si sarebbero formati sui mercati all'ingrosso. [Q]uesta necessità deriva dalla natura stessa del servizio di TLR, svolto in regime di libero mercato fino al termine del 2023. [...]. Dopo le criticità sperimentate nel 2020 alla luce dei bassi prezzi del gas, Hera ha quindi deciso di stipulare contratti di copertura per gli anni successivi”*²⁶⁹.

Di conseguenza, *“sebbene le tariffe praticate agli utenti abbiano seguito i costi crescenti del gas (e siano quindi cresciute nella seconda metà del 2021 e nel 2022), Hera non ha di fatto beneficiato di questi aumenti di prezzo, in quanto aveva precedentemente stipulato dei contratti di copertura con le banche, sulla base dei quali, nel caso della commodity gas, ha ricevuto il prezzo fisso concordato e non quanto effettivamente registrato sui mercati (e pagato dagli utenti). [...] Se è vero che gli strumenti di copertura non si sono tradotti in un vantaggio di costo per gli utenti è altrettanto vero che non si sono tradotti in un extra-margine da parte di Hera, in quanto la società non ha “effettivamente” beneficiato dell'aumento delle tariffe del TLR. Inoltre, il vantaggio stesso delle coperture, a prescindere dallo scenario energetico che poi si sarebbe manifestato, consiste nell'assicurare solidità alle posizioni di vendita assunte dall'operatore, quindi nell'abilità di*

²⁶⁶ Cfr. Memoria finale, p. 16.

²⁶⁷ Cfr. doc. 58.

²⁶⁸ Cfr. verbale audizione 20 febbraio 2024.

²⁶⁹ Cfr. memoria finale, p. 17.

continuare a fornire il servizio a prescindere dai prezzi delle commodity che dovessero osservarsi sui mercati all'ingrosso.”²⁷⁰.

281. Posto che Hera stipula i contratti di copertura in relazione all'esposizione dell'intero business del TLR ai rischi di oscillazione dei prezzi, *“A fronte però di una richiesta puntuale da parte di codesta Autorità, circa la ricostruzione di un conto economico specifico del sistema di Ferrara, si è reso necessario ricostruire, a partire dalle esposizioni nette di portafoglio per specifico indice, le esposizioni nette per tutti gli indici energetici, sia in vendita che in acquisto, riferibili al sistema di Ferrara in funzione delle specifiche caratteristiche del relativo mix di generazione del calore e della relativa base clienti”²⁷¹*, secondo la stessa logica con cui si erano costruite le posizioni nette sui diversi indici per l'intero portafoglio TLR. Riguardo al metodo di allocazione utilizzato, Hera ha sottolineato che, contrariamente a quanto a suo giudizio sostenuto nella Comunicazione delle Risultanze Istruttorie, *“il metodo di allocazione delle perdite e profitti sugli strumenti di copertura sulla rete di Ferrara non è volto a sterilizzare l'effetto degli alti prezzi di vendita pagati dagli utenti di Ferrara rispetto ai costi sottostanti, bensì risponde alle caratteristiche del sistema stesso e alla sua esposizione al prezzo delle commodity. In presenza di tariffe TLR indicizzate al gas infatti il sistema di Ferrara presenta una maggiore esposizione in vendita rispetto a tutti gli altri sistemi di Hera, proprio perché l'esposizione in vendita non è controbilanciata da una esposizione in acquisto grossomodo equivalente (come avviene invece negli altri sistemi, dove il gas generalmente rappresenta la principale fonte di input)”*.

282. Hera ritiene *“corretto tenere conto dei profitti e delle perdite di copertura di competenza della rete di Ferrara rappresentati nel corso del procedimento istruttorio come riportati nello specifico nel sopracitato doc. 38”* nella quantificazione dell'eccessività dei ricavi secondo il metodo del *cost-plus*.

Ciò in coerenza con il precedente A423, nel quale l'Autorità aveva accettato gli impegni proposti da ENEL Produzione S.p.A. che prevedevano la fissazione di un *bid cap* alle offerte presentate sul Mercato del Giorno Prima. Nella presentazione degli impegni, Enel espressamente affermava che *“nella maggior parte dei casi realistici la perdita sulle coperture più che compenserebbe il guadagno dalla strategia di trattenimento”* e l'Autorità, nell'accettare gli impegni proposti, affermava che essi erano in grado di fugare le preoccupazioni concorrenziali *“a condizione che il livello delle coperture contrattuali di ENEL non scenda al di sotto del livello dichiarato”*, riconoscendo, a parere di Hera, che le coperture devono essere considerate per valutare l'entità dei guadagni derivanti da una determinata strategia di prezzo e che addirittura il livello delle stesse non deve scendere sotto una determinata soglia per fugare le criticità concorrenziali.

283. Per quanto riguarda il *“valore delle coperture riportato nel documento 15 ISP-FE [esso] è lo stesso riportato nel doc. 28 ISP-FE in quanto è stato usato il medesimo driver utilizzato dalla Società per l'elaborazione del Piano Industriale, consistente nel riproporzionamento delle coperture in base alle esposizioni gas in vendita in virtù del fatto che [...] le valutazioni sulle coperture sono effettuate a livello di portafoglio complessivo. [...] l'allocazione esposta nel Piano Industriale, basata appunto sul suddetto driver, non ha una valenza gestionale (i.e., tali dati non sono assunti ai fini delle decisioni aziendali ma, semplicemente, ai fini della presentazione del Piano*

²⁷⁰ Cfr. memoria finale, pp. 17-18

²⁷¹ Cfr. doc. 58.

*Industriale). [...] L'allocazione del valore delle coperture sul sistema Ferrara riportato nei documenti 15 ISP-FE e doc. 28 ISP-FE si basa su un driver "pronto all'uso" individuato dalla esposizione gas in vendita, la cui finalità non è ricostruire un conto economico puntuale dello specifico sistema di TLR di Ferrara perché [...] l'approccio del business del TLR rimane in logica aggregata"*²⁷².

IV.6. La redditività delle reti di teleriscaldamento

284. Nella memoria economica del 30 luglio, dopo aver ricordato che l'indice per misurare la redditività del capitale investito tipicamente utilizzato da Hera, come anche discusso in sede di audizione con l'AGCM, è il c.d. *Return on Net Assets* (RONA), come peraltro discusso anche nella citata audizione del 20 febbraio 2024, Hera afferma che *"il RONA esprime il rendimento di un'impresa rispetto al valore netto dei propri asset, ovvero il valore che essa genera dallo stock degli investimenti realizzati"*. Hera rileva che il RONA è *"un concetto diverso dal WACC, che rappresenta il costo medio ponderato del capitale, ovvero il costo (nozionale) sostenuto da un'impresa per raccogliere i fondi necessari dagli investitori o, in altre parole, il tasso di rendimento richiesto dagli investitori per convogliare le proprie risorse finanziarie su uno specifico investimento"*.

Hera ha riportato nella memoria economica dati volti a dimostrare che i valori del RONA conseguiti nella gestione del complesso delle reti di teleriscaldamento sono *"significativamente inferiori"* rispetto al tasso di rendimento del capitale investito netto (WACC) riconosciuto dall'ARERA in altri settori regolati in Italia (cfr. tabella 27 che riproduce la tabella 6.1 memoria Oxera).

Tabella 27: confronto RONA servizio TLR di Hera e WACC riconosciuto in vari servizi regolati

[omissis]

285. Hera ha altresì rilevato che il RONA della rete di Ferrara è largamente superiore a quello delle altre reti, per cui in assenza del contributo della rete di Ferrara la redditività del TLR di Hera sarebbe stata ancora più bassa (cfr. tab. 28 che riproduce la Tab. 6.4 memoria Oxera).

Tab. 28: confronto RONA servizio TLR di Ferrara / altri sistemi TLR di Hera

[omissis]

Come risulta dalla tabella, infatti, a fronte della *performance* positiva della sola rete di Ferrara, con un RONA tra il *[5-10]%* e il *[10-20]%* (con l'eccezione di un RONA negativo nel 2017), negli altri sistemi (considerati in aggregato) il RONA è stato negativo in tutti gli anni considerati.

Le differenze di marginalità delle diverse reti del TLR trovano la loro spiegazione nelle caratteristiche "fisiche" dei diversi sistemi.

286. Secondo Hera²⁷³, la differenza tra il RONA del TLR e il rendimento dei settori regolati in realtà sottovaluta l'effettivo profilo di rischio del TLR.

²⁷² Cfr. doc. 58.

²⁷³ Cfr. doc. 81.4.

Quest'ultimo, anche nel periodo oggetto dell'istruttoria, era infatti *“un servizio a mercato e di conseguenza era esposto a un profilo di rischio diverso e sostanzialmente superiore a quello dei settori regolati. A differenza dei settori regolati, il TLR era infatti esposto, tra gli altri, a:*

- *rischio volume, ossia alla variabilità della domanda, mentre per le imprese regolate sono tipicamente previsti meccanismi per assicurare il recupero dei cc.dd. ricavi ammessi;*
- *rischio unpaid, ovvero il rischio di non incassare gli importi dovuti da parte degli utenti; la riscossione delle fatture è infatti di solito di competenza del venditore al dettaglio e non degli operatori di rete (di distribuzione o trasmissione);*
- *rischio dei prezzi di input, che, per via dei costi di produzione, potrebbe essere più elevato rispetto alle imprese di rete, e simile al rischio delle imprese attive nella produzione e/o nella vendita al dettaglio di energia”.*

Hera conclude che il *“diverso rischio del TLR giustificherebbe quindi la necessità di un tasso di rendimento più elevato di quello attualmente previsto per altri settori regolati”* e ricorda che la *“stessa ARERA, in un precedente documento di consultazione, ha riconosciuto che: “Il rischio sistematico dell'attività di teleriscaldamento dovrebbe infatti essere comparabile a quello legato alla gestione di altri servizi energetici in assetto verticalmente integrato (e pertanto superiore a quello previsto per i soli servizi a rete, tenuto conto delle incertezze legate alla possibile modifica della propria quota di mercato)””.*

IV.7. Il modello WACC-RAB

287. *“Al fine di mostrare la rispondenza ai costi sostenuti delle tariffe applicate da Hera per il servizio TLR”, i consulenti di Hera hanno sviluppato “un modello c.d. RAB-WACC per identificare quelli che sarebbero stati i ricavi attesi “controfattuali” in uno scenario cost-to-serve, ossia in base all'ipotesi in cui le tariffe fossero orientate ai costi”.*

Circa la validità di tale modello, nella memoria economica si argomenta che il metodo RAB-WACC rappresenta *“uno dei principali modelli regolatori, ampiamente utilizzato per la definizione dei ricavi ammessi degli operatori di rete attivi in settori infrastrutturali [e che esso] è attualmente utilizzato per tutti i settori regolati dall'ARERA (inclusi quelli dell'idrico e dei rifiuti)”.* Inoltre, secondo Hera *“la stessa AGCM in precedenti casi di prezzi eccessivi ha svolto un confronto tra i prezzi (o tariffe) applicati e il c.d. cost plus (ovvero i costi sostenuti dall'operatore maggiorati per tenere conto di un utile ragionevole) valutare l'eventuale proporzione dei prezzi rispetto ai costi; nel caso in essere, l'indice utilizzato per definire l'utile ragionevole è il WACC”.*

288. Il modello RAB-WACC utilizzato *“per la definizione dei ricavi ammessi, si basa sui c.d. building block, ovvero (i) la remunerazione del capitale investito netto, con l'applicazione del WACC, (ii) l'ammortamento e (iii) i costi operativi (OPEX) riconosciuti”.* Essi sono stati costruiti come di seguito dettagliato:

“Costruzione della RAB. *La RAB è stata ricostruita puntualmente, per ciascun cespite, a partire dai valori riportati nel libro cespiti di Hera al 31 dicembre 2023, a partire dal 1997. Nello specifico, in linea con l'attuale regolazione ARERA, ciascun cespite viene iscritto in RAB con un anno di lag rispetto all'anno di entrata in esercizio (ovvero un cespite entrato in esercizio nel 1997 sarà aggiunto in RAB nel 1998, primo anno in cui riceverà quindi la componente di remunerazione).*

Ammortamento. *Allo stesso modo, l'ammortamento è stato calcolato in linea con l'attuale regolazione ARERA, ossia con il riconoscimento della prima quota di ammortamento con due anni*

di lag rispetto all'entrata in esercizio del cespite. Ciascun cespite è stato ammortizzato secondo la vita utile attualmente in uso da parte di Hera, come riportata nel libro cespiti.

Lavori in corso. In linea con la regolazione ARERA, è stato previsto un trattamento separato dei cc.dd. lavori in corso (LIC), che ricevono la componente di remunerazione, ma non sono soggetti ad ammortamento (l'ammortamento è riconosciuto unicamente sugli asset in esercizio). I LIC sono stati ricostruiti puntualmente per il 2022 e 2023, sulla base dei valori riportati nel libro cespiti al 31 dicembre 2023. Per semplicità, negli anni precedenti è stato ipotizzato un valore dei LIC pari a quello del 2022.

Tasso di remunerazione. Trattandosi di un settore non regolato fino all'inizio del 2024, non si dispone attualmente di un WACC approvato da ARERA specifico per il TLR. In un'ottica prudenziale, anche alla luce delle considerazioni della stessa ARERA circa i profili di rischio dell'attività TLR rispetto ad altri settori regolati, le analisi sono state svolte a partire da valori del WACC che approssimano quelli effettivamente approvati per la rigassificazione del gas naturale liquefatto (GNL). Nel caso base, il WACC è quindi ipotizzato pari al 6,8%, tuttavia nel modello sono previste possibili ipotesi alternative.

OPEX. I costi operativi riconosciuti sono stati costruiti considerando i costi effettivi su base pass-through, con l'esclusione dei cc.dd. costi "non riconoscibili" secondo la definizione ARERA²⁷⁴. Tra le OPEX sono stati considerati anche i costi sostenuti da Hera per le coperture.

Costi comuni e costi indiretti. Nel modello è possibile un diverso trattamento per i costi indiretti della Holding riferiti al business TLR e, nel caso di Ferrara, dei costi comuni (o indivisibili) della direzione TLR, secondo driver di allocazione forniti da Hera. Nel caso base, sia i costi operativi indiretti della Holding sia i costi operativi comuni del business TLR sono stati considerati tra i costi riconosciuti.

Ricavi. Per i ricavi effettivi di Hera sono stati considerati solamente i ricavi conseguiti dalla vendita di calore, escludendo tutti gli altri ricavi considerati come ricavi diversi. Ad esempio, sono stati esclusi i ricavi da vendita di energia elettrica (non presenti nel caso specifico di Ferrara), i ricavi da allacciamenti e i ricavi da prestazione servizi per terzi. I ricavi diversi sono riportati separatamente. Nello specifico, tutti i ricavi diversi da quelli da vendita di calore sono stati portati in abbattimento dei ricavi ammessi a fini tariffari (come avverrebbe nel caso di applicazione di un c.d. meccanismo di single till) [...]. Si tratta quindi dell'ipotesi più stringente [...].

289. L'applicazione del modello RAB-WACC all'intera Divisione Teleriscaldamento porta ai risultati sintetizzati nella tabella 29, che riproduce la tabella 6.3 della memoria economica.

Tab. 29: scostamento tra ricavi effettivi e ricavi ammessi per l'insieme delle reti di TLR di Hera

[omissis]

²⁷⁴ Il punto 4.21 del DCO 388/2023 esclude "dai costi operativi riconosciuti le seguenti voci, in quanto non pertinenti o già riconosciute nella definizione delle componenti di ricavo relative ai costi di capitale: a) gli accantonamenti, diversi dagli ammortamenti, operati in applicazione di norme tributarie o per la copertura di rischi e oneri; b) gli oneri finanziari e le rettifiche di valori di attività finanziarie; c) gli oneri straordinari; d) gli oneri per assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi; e) gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l'impresa sia risultata soccombente; f) i costi connessi all'erogazione di liberalità; g) i costi pubblicitari e di marketing, a esclusione di oneri che derivino da obblighi normativi la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche".

290. L'analisi svolta da Hera evidenzia per tutti gli anni ricavi per la vendita del calore inferiori di almeno il [10-20]% rispetto ai ricavi ammissibili, pari alla somma dei costi operativi, dei costi comuni e del rendimento del capitale al WACC prescelto. Ciò perché il WACC prescelto è significativamente superiore al RONA medio realizzato da Hera sulle proprie reti di teleriscaldamento. In particolare, per il periodo oggetto di istruttoria i ricavi effettivi risultano inferiori a quelli ammissibili stimati dal modello RAB-WACC del [10-20]%. Hera ne deduce “*che se fosse stata applicata una tariffa orientata ai costi e tale da consentire a Hera di remunerare i propri investimenti al WACC, i propri utenti di TLR avrebbero pagato tariffe più elevate*”.

291. I risultati dell'applicazione del modello RAB-WACC alla sola rete di Ferrara sono riportati nella tabella 30, che riproduce la Tabella 6.4 della memoria economica.

Tab. 30: scostamento tra ricavi effettivi e ricavi ammessi per la rete di Ferrara

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ricavi totali effettivi [A]	omissis						
Altri ricavi (effettivi) [B]							
Ricavi vendita calore (effettivi) [C = A - B]							
Costi ammissibili a riconoscimento [D]							
Ricavi ammessi vendita calore, RAB-WACC [E = D - B]							
Differenza (Ricavi effettivi - Ricavi RAB-WACC) [C-E]							
Scostamento % [(C-E)/E]	-12,40%	7,78%	-2,12%	-0,90%	5,24%	2,41%	15,17%

Note: Gli altri ricavi includono tutti i ricavi diversi da quelli di vendita di calore (quali ad esempio i ricavi da vendita di energia elettrica). Questi sono stati portati in abbattimento dei ricavi ammessi a fini tariffari (come avverrebbe nel caso di applicazione di un c.d. meccanismo di *single till*). Fonte: Elaborazione Oxera su dati Hera.

292. Hera osserva che l'applicazione del modello RAB-WACC alla rete di Ferrara conferma come la redditività di tale rete sia superiore rispetto ad altre reti TLR di Hera. Secondo Hera, “*tale maggiore redditività della rete di Ferrara ha consentito, nell'ambito di una gestione unitaria, di mantenere in equilibrio economico l'intera attività del TLR evitando aumenti tariffari sulle altre reti*”. Per converso, “[s]ebbene l'applicazione di una metodologia tariffaria orientata ai costi della singola rete avrebbe portato all'applicazione di tariffe più basse per Ferrara, la stessa logica si sarebbe riflessa in tariffe più elevate in altri sistemi”.

293. Hera ha altresì sottolineato “come il valore di WACC utilizzato, ovvero 6,8%, rappresenta un’ipotesi prudentiale, in quanto è sostanzialmente in linea con il valore utilizzato per la rigassificazione del GNL che è un settore regolato e soggetto a minori rischi (su tutti il rischio volume) rispetto al TLR. Ipotesi meno prudentiali darebbero luogo a un incremento nel valore dei ricavi ammessi secondo il modello RAB-WACC e, di conseguenza, un maggior allineamento nelle tariffe applicate da Hera ai suoi utenti. Infatti, all’aumentare del WACC lo scostamento percentuale tra ricavi effettivi e ricavi ammessi in ottica RAB-WACC si riduce data la relazione lineare tra WACC e ricavi ammessi”.

IV.8. La quantificazione dell’eccesso dei ricavi rispetto al cost-plus

294. Nella memoria finale e nel corso dell’audizione finale Hera ha contestato la solidità dei risultati relativi all’eccessività dei ricavi rispetto al *cost-plus*, sulla base della mancata inclusione delle perdite sulle coperture, del range penalizzante di tassi di rendimento e delle basse soglie di eccessività utilizzate.

295. Innanzitutto, Hera ha rilevato che “nel caso in cui venissero incluse le coperture secondo la valorizzazione riportata nei documenti acquisiti in sede ispettiva (cfr. doc. 15 e 28 ISP-FE), indicato come “Caso C”, l’eccessività verrebbe meno negli anni 2021 e 2023 e si ridurrebbe in maniera significativa anche nel 2022, passando al 21,7% o al massimo al 30,9% a seconda del WACC utilizzato nel calcolo. Già in un caso di *second best*, i risultati sarebbero sostanzialmente diversi da quelli considerati dall’Autorità. Nel caso invece gli effetti delle coperture venissero valorizzati secondo quanto effettivamente ascrivibile a Ferrara, sulla base delle specificità del sistema stesso e della sua esposizione netta alle diverse commodity, indicato come “Caso D” [...], non si riscontrerebbe alcun eccesso”, come emerge dalla tabella seguente²⁷⁵ (cfr. pag. 21 della Memoria finale).

Tab. 31: eccesso dei ricavi rispetto al cost-plus considerando anche le perdite su coperture (costo del capitale rivalutato)

CASO C: ribaltamenti inclusi, effetto coperture come in doc. 15 ISP FE incluso nel cost-plus								
Scenario	Range WACC	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Caso base	6,3%–5,6%	-11,4%	7,8%	-4,3%	-1,2%	8,7%	30,9%	18,0%
Scenario 1	6,9%–6,2%	-13,1%	5,4%	-6,2%	-3,5%	6,5%	28,8%	15,5%
Scenario 2	8,2%–7,3%	-16,5%	0,7%	-10,0%	-8,3%	1,9%	25,1%	11,2%
Scenario 3	9,5%–8,4%	-19,7%	-3,5%	-13,5%	-12,6%	-2,3%	21,7%	7,2%

CASO D: ribaltamenti e effetto coperture (come in doc. 38) inclusi nel cost-plus								
Scenario	Range WACC	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Caso base	6,3%–5,6%	-11,4%	7,8%	-4,3%	-1,2%	6,3%	4,1%	18,7%
Scenario 1	6,9%–6,2%	-13,1%	5,4%	-6,2%	-3,5%	4,2%	2,8%	16,1%
Scenario 2	8,2%–7,3%	-16,5%	0,7%	-10,0%	-8,3%	-0,2%	0,5%	11,8%
Scenario 3	9,5%–8,4%	-19,7%	-3,5%	-13,5%	-12,6%	-4,2%	-1,7%	7,8%

²⁷⁵ Cfr. memoria finale, pp. 21-22.

296. Riguardo ai valori del WACC, Hera ha osservato che le “*ipotesi alla base delle analisi del cost-plus, come tra l’altro anche la soglia individuata per valutare l’eccessività dei prezzi praticati, dovrebbero essere tali da permettere di individuare unicamente casi eccezionali. In questo senso, il WACC indicato come caso base appare penalizzante e non allineato con il rischio a cui un settore come quello del TLR è esposto, trattandosi di una attività “a mercato” e non soggetta ad alcuna regolazione di prezzo nel periodo oggetto di analisi. Nel caso c.d. “BASE”, infatti, il WACC è fissato pari ai valori definiti da ARERA per gli operatori attivi nel servizio di distribuzione gas. Tuttavia, la stessa ARERA in un precedente documento di consultazione sul TLR [DCO 388/2023, par. 4.13], ha riconosciuto che “Il rischio sistematico dell’attività di teleriscaldamento dovrebbe infatti essere comparabile a quello legato alla gestione di altri servizi energetici in assetto verticalmente integrato (e pertanto superiore a quello previsto per i soli servizi a rete, tenuto conto delle incertezze legate alla possibile modifica della propria quota di mercato)”¹⁵. Allo stesso modo, il WACC indicato nello scenario con valori più elevati (scenario 3, con WACC tra 9,5% e 8,4% a seconda degli anni) potrebbe non essere necessariamente “eccessivo” per un servizio “a mercato”, specie per gli anni in cui sono state contestate le condotte di Hera (2022 e 2023, pari a 8,4%).” (p.22).*

297. Infine, riguardo alla soglia di eccessività Hera ha osservato che, essendovi un certo grado di discrezionalità nella sua fissazione, occorre esaminare quanto i risultati dell’analisi siano sensibili alle ipotesi adottate su tale valore.

Secondo Hera, nel caso non si utilizzino ipotesi “*eccessivamente restrittive*”, e quindi nei casi C e D visti sopra in cui si considerano le perdite sulle coperture e nei valori più elevati del WACC, emerge che la soglia del 20% sarebbe superata solo di poco nel caso C e non lo sarebbe mai nel caso D.

Inoltre, qualora si considerasse la media dell’eccesso dei ricavi per il triennio 2021-2023 – come sarebbe stato fatto nel caso di Herambiente nella Comunicazione delle Risultanze Istruttorie – l’eccesso risulterebbe superiore al 20% solo nel “caso base” nel caso C e nel caso B considerato nella CRI l’eccesso sarebbe inferiore al 20% nel più realistico “Scenario 3” (ossia, caso “base + 50%”).

IV.9. La posizione di Herambiente

298. Nel corso dell’audizione del 20 febbraio Herambiente, dopo aver ricordato che il proprio azionariato è “*distinto da quello di Hera*”, ha affermato che essa “*ritiene di essersi limitata ad assicurare la fornitura del calore proveniente dal WTE secondo una logica di equivalenza economica alla produzione di energia elettrica (c.d. isoricavo elettrico), secondo un contratto che ha una genesi indipendente e autonoma da quella del servizio di teleriscaldamento. La società non è stata in alcun modo coinvolta nella gestione della geotermia ferrarese né vi è stata alcuna gestione “di gruppo” del pricing del servizio di TLR. Herambiente ritiene quindi di essere del tutto estranea alle contestazioni contenute nel provvedimento di avvio*”²⁷⁶.

IV.10. Sulla quantificazione della sanzione

299. Hera nella memoria finale ha osservato che non sussisterebbero i presupposti per l’applicazione di una *entry fee*, dato che il prezzo del teleriscaldamento a partire dal 1° gennaio 2024 è regolato dall’RERA e quindi l’eventuale illecito non potrebbe essere reiterato.

²⁷⁶ Cfr. doc. 55.1.

300. Hera ritiene che *“la vicenda oggetto della presente istruttoria si caratterizza per la presenza di significative circostanze attenuanti”*, in ragione delle quali *“si chiede all’Autorità di applicare una sanzione di importo simbolico o comunque mite, o in ogni caso tenendo conto delle descritte circostanze attenuanti”*:

(i) Hera *“ha adottato tempestivamente una serie di iniziative – già prima dell’avvio del procedimento - volte a mitigare gli effetti dell’asserita violazione”*, consistenti in *“una riduzione volontaria del prezzo del calore del TLR applicato ai consumi termici del I trimestre 2022 delle utenze servite a Ferrara”*, nel potenziamento e nell’anticipazione dell’erogazione del Bonus Teleriscaldamento per le utenze domestiche in situazioni di disagio economico, nell’introduzione di un prezzo fisso per la componente geotermica; quest’ultimo non solo costituirebbe *“un adeguato “meccanismo correttivo” per livelli del prezzo del gas elevati”*, ma avrebbe anche *“oggettivamente rappresentato un’iniziativa adeguata a mitigare gli effetti della contestata violazione”*, considerato che *“ha generato una riduzione dei costi e un conseguente beneficio per l’utenza ferrarese, rispetto alla precedente tariffa, pari a 3,67 milioni di euro (più IVA) circa nel solo trimestre ottobre 2022 – dicembre 2022 [...] e pari a 1,04 milioni di euro (più IVA) circa tra gennaio 2023 e giugno 2023”*;

(ii) *“la realizzazione della condotta asseritamente illecita è stata favorita, facilitata e in ogni caso autorizzata dal Comune di Ferrara. In proposito, vale la pena ricordare che la disciplina del sistema tariffario applicabile al servizio di teleriscaldamento di Ferrara ha sempre trovato la sua fonte all’interno dei contratti di servizio stipulati con il Comune di Ferrara. Ciò è accaduto, tra l’altro, anche (e soprattutto, per quanto di particolare interesse ai fini del presente caso) con riferimento all’introduzione del prezzo fisso relativo alla componente geotermica, il quale, come evidenziato in corso di procedimento, è stato introdotto proprio mediante la stipula, da parte di Hera e dell’Amministrazione comunale, di un apposito addendum alla “Convenzione relativa al servizio di teleriscaldamento nel Comune di Ferrara” del 2018. Dunque, il Comune di Ferrara ha sempre avuto un ruolo proattivo e un coinvolgimento diretto nella definizione del sistema tariffario applicabile al servizio di teleriscaldamento di Ferrara. Tale circostanza, dall’altro lato, è suscettibile (quantomeno) di attenuare la posizione [di Hera] nella realizzazione delle condotte asseritamente abusive oggetto del presente caso”*;

(iii) *“la vicenda oggetto del procedimento A564 si inserisce in un peculiare contesto di mercato caratterizzato dalla presenza di prassi tariffarie ampiamente consolidate. [In assenza di una] specifica disciplina normativa e/o regolatoria di riferimento [...] storicamente la maggior parte degli operatori TLR ha optato, nell’individuazione di una formula di determinazione dei prezzi del servizio erogato, per un’impostazione basata sulla metodologia del “costo evitato” (i.e. la medesima metodologia che, a distanza di quasi 30 anni dal relativo sviluppo in seno all’AIRU, rappresenta il principale profilo di criticità concorrenziale rilevato dalla CRI). Tale circostanza, evidentemente, ha ingenerato un sostanziale affidamento degli operatori del TLR in generale, e di Hera in particolare, in relazione alla legittimità dell’utilizzo di tale formula. [...] Hera si è limitata a seguire la prassi tariffaria di riferimento nel settore del TLR, e [...] non ha mai agito con l’intento di applicare maggiori costi, generare maggiori ricavi e più in generale di arrecare un pregiudizio agli utenti finali”*.

IV.11. I nuovi impegni assunti da Hera

301. A conclusione della memoria finale, Hera “senza prestare in alcun modo acquiescenza alle contestazioni illustrate nell’atto di avvio e nella CRI, in un’ottica di massima buona fede e collaborazione, [ha dichiarato che] intende impegnarsi ad attuare spontaneamente una serie misure di carattere economico in favore degli utenti del teleriscaldamento della città di Ferrara, ulteriormente rafforzate rispetto a quelle oggetto degli impegni precedentemente presentati, che si ritiene possano far venire meno i presupposti per l’accertamento dell’infrazione e, in ogni caso, per l’applicazione della sanzione”.

302. Tali misure consistono nelle seguenti iniziative:

[omissis]

V. VALUTAZIONI

V.1. La competenza di AGCM

303. Il presente procedimento riguarda il settore del teleriscaldamento e in particolare le condotte tenute da Hera nella fissazione del prezzo del calore fornito attraverso la rete di teleriscaldamento di Ferrara nel periodo gennaio 2021 - dicembre 2023, nonché le condotte tenute da Herambiente e da Hera nella determinazione del prezzo di trasferimento del calore “spillato” dal termovalorizzatore di Ferrara.

In tale periodo il prezzo di vendita del calore agli utenti allacciati alla rete di teleriscaldamento di Ferrara è stato stabilito autonomamente dal gestore della rete Hera, che ha contrattato liberamente con il Comune di Ferrara le modifiche implementate nell’Addendum dell’ottobre 2022 alla Convenzione 2018 e nell’Integrazione a tale Addendum dell’ottobre 2023.

304. L’articolo 47 bis della legge 41/2023 ha attribuito all’ARERA piena potestà regolatoria sui prezzi del TLR, allo scopo di introdurre una regolazione *cost reflective* delle tariffe per la generalità delle reti di teleriscaldamento. Il regolatore ha individuato un regime di regolazione transitorio per il periodo gennaio-dicembre 2024 solo con la delibera n. 638/2023 del 28 dicembre 2023, a valle di un complesso processo di consultazione.

305. I prezzi del servizio di teleriscaldamento del periodo 2021-2023 non erano dunque prezzi regolati dall’ARERA e le condotte concernenti la loro determinazione a livelli tali da renderli eccessivi rientrano pienamente nell’ambito di intervento dell’Autorità ai sensi dell’articolo 3, comma 1, lettera a), della legge 287/1990.

V.2. La responsabilità di Hera

306. La Convenzione del 2018 tra il Comune di Ferrara e Hera ha lasciato piena libertà a Hera nella determinazione delle tariffe, conferendole il potere di determinare *unilateralmente* i corrispettivi per la fornitura del calore nella rete di Ferrara, senza imporre alcun obbligo in relazione ad un eventuale collegamento di tali tariffe con quelle del gas. Hera ha unilateralmente e autonomamente scelto di determinarli sulla base del principio del costo evitato del riscaldamento a gas naturale o di altre formule di prezzo, comunque indicizzate al costo del gas naturale, mantenendo il legame storicamente esistente con le tariffe del gas²⁷⁷, pur nella consapevolezza che la struttura dei costi di

²⁷⁷ Cfr. doc. 84 ISP-FE, p. 73.

approvvigionamento del calore era per circa metà del calore indipendente da tale prezzo e che per un altro 40% circa del calore la covarianza tra il livello del prezzo del calore e il prezzo all'ingrosso del gas era largamente mitigata²⁷⁸ dal basso coefficiente di trasformazione dell'energia termica in energia elettrica che caratterizza il termovalorizzatore di Ferrara.

307. Per ciò che concerne l'Addendum alla Convenzione 2018 firmato nell'ottobre 2022, gli elementi acquisiti permettono di affermare che esso non è il risultato di un atto deciso e imposto dal Comune di Ferrara. La documentazione ispettiva testimonia che Hera, in risposta ad una richiesta generalizzata dei cittadini di bloccare l'aumento del prezzo del teleriscaldamento per la parte riconducibile al calore geotermico e di fissare il prezzo di quest'ultimo in maniera separata dal gas naturale e alle pressioni politiche del Comune di Ferrara a seguito delle proteste dei cittadini, ha sfruttato il proprio "*potere negoziale*"²⁷⁹ nei confronti del Comune al fine di ottenere una serie di vantaggi in termini di prolungamento della concessione, riduzione del canone e garanzia di una marginalità superiore al passato per la geotermia.

Come traspare infatti chiaramente dalla comunicazione al CdA e dagli altri elementi acquisiti in ispezione, l'Addendum, pur comportando una significativa riduzione dei margini effettivi di Hera nel 2022 e di quelli *pianificati*²⁸⁰ per il 2023-2025, ha permesso alla società di ottenere diversi benefici addizionali, quali la proroga della Convenzione di altri dieci anni, il dimezzamento del canone previsto dalla Convenzione e la stabilizzazione di lucrosi margini sul calore di origine geotermica al progressivo ritorno delle quotazioni del gas su livelli normali.

Hera ha definito e valutato diverse soluzioni, scegliendo alla fine quella del prezzo fisso per la componente geotermica. Il livello di tale prezzo è stato definito nelle sue componenti da Hera in relazione alle quotazioni all'ingrosso del gas naturale registrate tra la fine del 2021 e l'inizio del 2022 (invece che a partire dai costi effettivi di produzione e fornitura del calore di origine geotermica, in aderenza alle richieste dei cittadini ferraresi) ed è stato poi declinato a seconda dei vantaggi ottenibili dal Comune per bilanciare i costi di breve periodo della soluzione identificata. Il Comune non ha partecipato alla definizione dei possibili livelli del prezzo fisso, ma ha soltanto contrattato con Hera i vantaggi concedibili e la loro tempistica, all'interno di un quadro definito da Hera stessa.

L'Addendum codifica quindi una soluzione identificata e definita in piena autonomia da Hera, che ha determinato anche il quadro delle soluzioni su cui si è svolta la contrattazione finale con il Comune di Ferrara.

Per tali motivi, si ritiene che anche la nuova formulazione del prezzo del calore e la fissazione del prezzo per la componente geotermica siano condotte pienamente ascrivibili a Hera e quindi rientranti nell'oggetto del procedimento.

²⁷⁸ Se il prezzo del calore "spillato" è pari a $\beta \cdot \text{PUN}$, la covarianza tra tale prezzo e il prezzo all'ingrosso del gas PIg è pari a $\beta \cdot \text{cov}(\text{PUN}, \text{PIg})$, che è pari a poco più di un quinto della covarianza tra il prezzo dell'energia elettrica e il prezzo all'ingrosso del gas, dato che $\beta = [0,2-0,3]$. Se si considera che il termovalorizzatore fornisce circa il 40% del calore immesso nella rete di TLR di Ferrara, meno del 10% della covarianza tra PUN e prezzo all'ingrosso del gas è trasmessa al costo di acquisizione del calore attraverso il calore acquistato dal termovalorizzatore.

²⁷⁹ Cfr. doc, 47 ISP-FE.

²⁸⁰ Tali piani sono basati su quotazioni del gas anche superiori a quelle effettive, per cui a consuntivo la riduzione dei margini potrebbe essere largamente inferiore.

308. In questo contesto, il Comune di Ferrara appare aver svolto un ruolo di carattere meramente istituzionale nel convogliare a Hera le istanze dei cittadini e nel sollecitare una risposta adeguata nei limiti delle funzioni di vigilanza attribuite dalla Convenzione. La contrattazione finale con Hera per la definizione del prezzo fisso si è svolta nel quadro delle proposte di prezzo in funzione dei vantaggi concessi definito da Hera, all'interno del quale il Comune ha potuto soltanto scegliere la combinazione più coerente con i propri obiettivi politici e vincoli finanziari.

Il Comune non ha dunque imposto alcun vincolo a Hera e si è comportato in maniera non invasiva della libertà di fissazione dei prezzi garantita a Hera dalla Convenzione.

La circostanza che la modifica tariffaria sia stata codificata in un Addendum alla Convenzione deriva dalla necessità di modificare la Convenzione in relazione ai vantaggi concessi dal Comune a Hera (riduzione dei canoni, allungamento della durata), che sono stati giustificati con l'introduzione del prezzo fisso. Quest'ultimo, al contrario di quanto sostiene la Parte nelle proprie difese, è stato definito e proposto da Hera al Comune all'interno di un articolato ventaglio di combinazioni livello del prezzo fisso / interventi sulla Convenzione a vantaggio di Hera e non è stato concordato con il Comune di Ferrara – che ha soltanto scelto tra le opzioni proposte da Hera. In assenza delle modifiche della Convenzione a vantaggio di Hera, questa avrebbe potuto autonomamente introdurre un cap o un prezzo fisso per la componente geotermica, senza dover stipulare alcun accordo con il Comune.

309. I rapporti tra Hera e il Comune di Ferrara in relazione all'integrazione all'Addendum nell'ottobre 2023 vanno letti in maniera analoga, ma in un contesto reso più pressante dall'avvio dell'istruttoria dell'Autorità e dall'evoluzione della posizione dell'ARERA sul metodo tariffario transitorio e dall'evidente insoddisfazione del Comune per gli esiti dell'introduzione del prezzo fisso e le continue proteste dei comitati civici di utenti del teleriscaldamento²⁸¹.

310. Gli elementi fattuali sin qui rappresentati rendono evidente come, pur in presenza di un "coinvolgimento" dell'ente locale, la fissazione dei prezzi di vendita del calore almeno a partire dalla Convenzione del 2018, e in particolare nel periodo 2021-2023, sia interamente riconducibile alla responsabilità di Hera, essendo stata quest'ultima ad aver autonomamente deciso e stabilito le modalità di determinazione dei prezzi in questione, di talché la condotta dell'impresa rientra pienamente nell'ambito di applicazione della disciplina antitrust e, segnatamente, dell'articolo 3, comma 1, lettera a), della legge 287/1990.

Al riguardo, giova rammentare che, per costante giurisprudenza europea e nazionale, un comportamento anticompetitivo ricade nel campo di applicazione delle norme in materia di concorrenza laddove esso costituisca una libera scelta imprenditoriale e sia, quindi, il risultato, dell'esercizio dell'autonomia privata del soggetto che lo pone in essere. Pertanto, un'impresa può sfuggire all'applicazione del diritto antitrust soltanto laddove il suo operato sia "*imposto dalla legislazione nazionale, da un quadro giuridico creato da tale legislazione o da una pressione irresistibile delle autorità nazionali*"²⁸². In tal caso, infatti, l'esigenza di conformarsi ad un "precepto normativo" è tale da non lasciare al soggetto nessun margine di autonomia, escludendo la possibilità che la concorrenza possa essere ristretta, ostacolata o falsata da comportamenti autonomi dell'impresa.

²⁸¹ Cfr. doc. 1 ISP-BO.

²⁸² Cfr. Tribunale UE, T-399/19, para. 54.

Si tratta, tuttavia, di una circostanza che - come visto - certamente non ricorre nel caso di specie, non essendo i prezzi di cui si discute espressione di una imposizione da parte dell'ente locale. Del resto, la scriminante della "copertura normativa" rappresenta un'eccezione che va interpretata restrittivamente: una denuncia di "mancanza di autonomia delle imprese interessate" può essere respinta *solo se risultasse, sulla base di elementi oggettivi, pertinenti e concordanti, che questo comportamento è stato loro imposto unilateralmente dalle autorità nazionali attraverso l'esercizio di una pressione irresistibile, come la minaccia dell'adozione di misure statali suscettibili di causare loro perdite significative*²⁸³, elementi nella specie non riscontrabili. Pertanto, il coinvolgimento del Comune nei termini sopra richiamati non vale ad escludere la responsabilità di Hera nell'attuazione della condotta contestata non essendosi in presenza di "condotte specificamente imposte che rappresentino puntuale attuazione di disposizioni normative inequivocabili"²⁸⁴.

V.3. Il mercato rilevante

311. Il teleriscaldamento è un sistema di riscaldamento / raffrescamento che si distingue dagli altri sistemi di riscaldamento / raffrescamento in virtù della circostanza che l'energia termica non è prodotta in loco, attraverso impianti di generazione di proprietà del consumatore che acquista i vettori energetici (combustibili, elettricità ecc.) necessari alla produzione dell'energia termica, ma viene venduta al consumatore da soggetti che la producono in impianti di generazione centralizzati e la distribuiscono attraverso reti chiuse nelle quali scorre un fluido termovettore. Nel teleriscaldamento la cessione dell'energia termica all'utente avviene a mezzo di uno scambiatore posto presso l'utente stesso, il quale non deve dotarsi di alcun impianto di generazione di energia termica.

Tale diversità tecnologica comporta una differente struttura della domanda e dell'offerta nel teleriscaldamento rispetto agli altri sistemi di riscaldamento. Nei mercati liberalizzati dell'energia, il consumatore può scegliere tra diversi fornitori del vettore energetico appropriato al sistema di generazione dell'energia termica prescelto, oltre che tra diversi fornitori degli specifici impianti di generazione. Nel caso del teleriscaldamento, invece, l'offerta di energia termica su una data rete ha di fatto una struttura di monopolio verticalmente integrato. Per converso, l'energia termica fornita da una rete di teleriscaldamento può derivare da fonti precluse agli utilizzatori di sistemi di generazione "in proprio" del calore, quali l'incenerimento dei rifiuti o lo sfruttamento dell'energia geotermica.

Per tali motivi, si ritiene che il teleriscaldamento costituisca un mercato del prodotto distinto da quello degli altri sistemi di riscaldamento.

312. Quanto all'estensione geografica del mercato del TLR, essa ha chiaramente una dimensione locale, definita dall'estensione della singola rete di teleriscaldamento.

Nel caso specifico, tale estensione coincide con la rete di Ferrara.

²⁸³ Cfr. Tribunale UE, T-399/19, para. 55. In senso conforme, cfr. Tribunale UE T-344/17, para. 287-28. A livello nazionale, cfr. Consiglio di Stato, VI, 10 gennaio 2020, nn. 258, 246, 1759 - *Forniture Trenitalia*; Tar Lazio, I, 7 febbraio 2014, n. 1525, A441 - *Applicazione dell'Iva sui servizi postali*.

²⁸⁴ Cfr. Consiglio di Stato, VI, 15 febbraio 2023, n. 1580, A508 - *Siae/Servizi intermediazione diritti d'autore*; Consiglio di Stato, VI, 19 marzo 2019, nn. 1974 e 1797, 1753 - *Consiglio Notarile di Verona*. Cfr. anche Consiglio di Stato, VI, 11 luglio 2016, n. 3047, 1765 - *Gare gestioni fanghi in Lombardia e Piemonte*; Consiglio di Stato, VI, 30 giugno 2016, n. 2947, 1765 - *Gare gestioni fanghi in Lombardia e Piemonte*.

V.4. La posizione dominante di Hera

313. Come detto, all'interno della rete di Ferrara Hera agisce come distributore e venditore del calore, che è in parte ridotta prodotto da Hera stessa (caldaie a gas di integrazione e riserva) e in larga parte è acquistato da fornitori che sono parte dello stesso gruppo Hera e che hanno un contratto di fornitura esclusiva con Hera in quanto distributore di calore all'interno della rete di Ferrara (e quindi non possono vendere direttamente calore agli utenti della rete).

Hera quindi è a tutti gli effetti il fornitore monopolista del servizio di teleriscaldamento.

314. Gli utenti allacciati al teleriscaldamento, principalmente condomini, devono affrontare significativi *switching cost* in caso desiderino sostituire il teleriscaldamento con un diverso sistema di riscaldamento, in particolare a causa di vincoli normativi che di fatto impongono la sostituzione con un sistema di riscaldamento almeno altrettanto efficiente dal punto di vista energetico e ambientale, facendo lievitare il costo del sistema alternativo.

Tali *switching costs* sono rafforzati a Ferrara da due elementi, la cui importanza è stata riconosciuta anche nelle memorie di Hera: la fonte geotermica (che innalza le prestazioni richieste al sistema alternativo, “*alla luce dei bassi valori del fattore di conversione in energia primaria non rinnovabile dell'energia termica fornita dalla rete TLR di Ferrara*” rilevati da Hera stessa) e il connesso sconto fiscale.

Dalle simulazioni effettuate sulla spesa di condomini-tipo, emerge come questo sconto abbia un ruolo chiave nel rendere il teleriscaldamento economicamente conveniente (al netto dei costi delle nuove caldaie ecc.), anche laddove le tariffe praticate da Hera non lo siano.

315. In virtù di questi *switching costs*, Hera è dotata della capacità di comportarsi in maniera indipendente da clienti e concorrenti nella fornitura di calore nella rete di Ferrara – in altri termini, è in grado di esercitare potere di mercato nella vendita di calore nella rete di Ferrara.

316. L'esistenza degli *switching costs* naturalmente non esclude che gli *switching* si verifichino, ma ne limita l'occorrenza ad una misura tale da permettere l'esercizio di tale potere di mercato.

I dati a disposizione indicano che nel 2021, a fronte di un aumento del ricavo medio di Hera del 17,7% rispetto al 2020, il tasso di *switching* è stato del [5-10]%. Ciò suggerisce una elasticità della domanda di circa 0,5, compatibile con un significativo potere di mercato.

A fronte di aumenti del ricavo medio dell'88% tra il 2022 e il 2021, la base clienti del TLR ferrarese tra il 2021 e il 2022 è aumentata marginalmente²⁸⁵, come risultato di un processo di *switching* compensato dalle azioni di sviluppo commerciale (nuove attivazioni, riattivazioni) perseguito da Hera, pari a oltre [omissis]²⁸⁶, pari a circa il [10-20]% delle vendite del 2022. Anche tali dati suggeriscono una bassa elasticità della domanda di calore e la possibilità di esercitare un significativo potere di mercato.

Infine, nei primi mesi del 2023 si registra un tasso di *switching* del [10-20]% circa²⁸⁷, nonostante la riduzione del prezzo medio del TLR, verosimilmente ancora a seguito di decisioni prese nel 2022 e che si sono concretizzate solo al termine dei lavori per l'implementazione dei sistemi alternativi

²⁸⁵ [10 utenze in più].

²⁸⁶ Cfr. doc. 12 ISP-FE.

²⁸⁷ Cfr. doc. 12 ISP-FE.

di riscaldamento. L'aggiunta di tali switching a quelli del 2022 non appare tuttavia sufficiente a modificare le conclusioni precedenti circa l'elasticità della domanda di calore da TLR nel 2022.

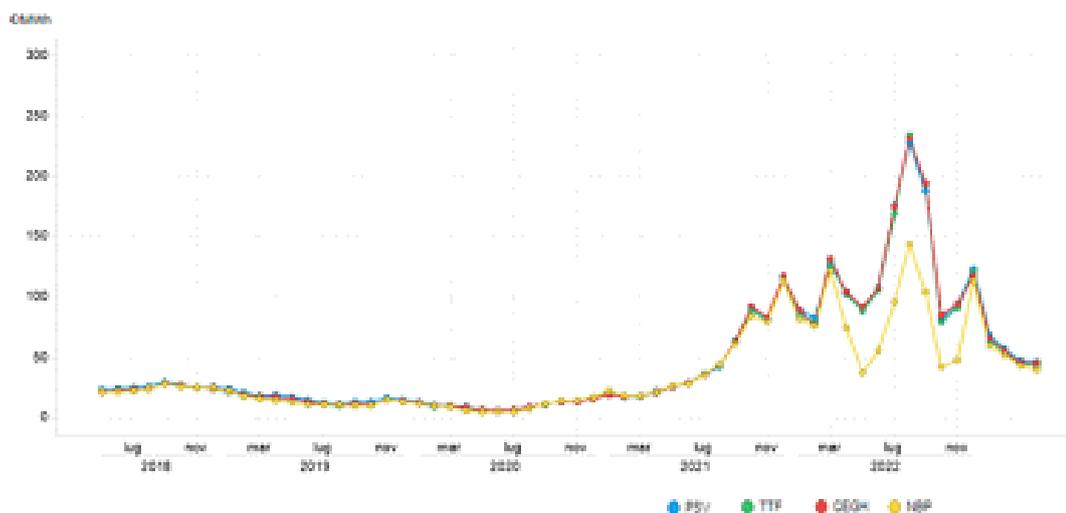
Nel complesso, quindi, i tassi di switching che emergono dai dati a disposizione appaiono confermare le conclusioni precedenti circa gli ostacoli all'abbandono del teleriscaldamento da parte degli utenti di Hera.

317. Per tali motivi, si ritiene che Hera detenga una posizione dominante nel mercato della fornitura di servizi di teleriscaldamento nel comune di Ferrara.

V.5. La condotta abusiva di HERA

318. La condotta in esame va contestualizzata in uno scenario economico che ha visto un rapido aumento delle quotazioni del gas naturale sui principali hub europei in particolare nel periodo ottobre 2021 – agosto 2022 e una significativa instabilità di tali quotazioni, a causa delle incertezze indotte dal conflitto russo-ucraino che hanno aggravato le tensioni legate alla ripresa post-pandemia e alla scarsità di materie prime che già si erano manifestate nel corso del 2021, portando ad un graduale ma significativo aumento delle suddette quotazioni rispetto agli anni precedenti (cfr. fig. 25).

Figura 25: andamento del prezzo spot del gas naturale presso i maggiori hub europei, 2018-2023



Fonte: GME

Dopo il picco dell'agosto 2022, le quotazioni spot del gas naturale si sono sensibilmente ridotte, pur in un contesto di instabilità testimoniato dal momentaneo rialzo di dicembre 2022, a causa della riduzione della domanda causata dalle misure di contenimento dei consumi assunte a livello nazionale e dalle temperature miti. Tale contesto ha fatto sì che le quotazioni a termine nell'ultimo

trimestre 2022 seguissero in maniera meno marcata la discesa delle quotazioni spot, per poi allinearsi già dall'inizio del 2023, come risulta dagli andamenti rinvenibili nelle pubblicazioni del GME²⁸⁸.

319. A fronte della grave situazione venutasi a creare nel corso del 2022, le istituzioni italiane ed europee si sono attivate per mitigare l'impatto di tali aumenti sui consumatori, attraverso misure di carattere fiscale (p.es., riduzione aliquote IVA sul gas naturale) e l'introduzione di un *cap* al prezzo dell'energia.

320. La presente istruttoria, avviata anche a seguito delle segnalazioni inviate da utenti della rete di TLR di Ferrara²⁸⁹, concerne un abuso di sfruttamento, posto in essere da Hera, in quanto operatore dominante nella vendita del servizio di teleriscaldamento a Ferrara, attraverso l'applicazione di prezzi e condizioni di vendita ingiustificatamente gravose, in violazione dell'articolo 3, lettera a) della Legge n. 287/90, in questo peculiare contesto economico.

321. La condotta abusiva di Hera è da ricondurre all'utilizzazione di una formula tariffaria che lega il prezzo del calore al costo del gas naturale, sebbene tale fonte energetica abbia un ruolo minoritario nella fornitura del calore immesso nella rete di Ferrara, senza prevedere alcun meccanismo correttivo o clausole di salvaguardia in grado di proteggere gli utenti da significativi aumenti del prezzo del gas naturale o almeno di mitigarne gli effetti sul prezzo del calore pagato dagli utenti. L'assenza di meccanismi correttivi o mitigatori fino all'ottobre 2022 ha esposto gli utenti della rete di TLR di Ferrara al rischio delle variazioni del costo del gas naturale in misura significativamente superiore all'impatto di tali variazioni sui costi di approvvigionamento del calore, trasferendo su tali utenti un onere eccessivo e ingiustificato, che si è tradotto, nel contesto degli elevati aumenti del prezzo all'ingrosso del gas naturale del 2021-22, nell'applicazione di prezzi ingiustificatamente gravosi e quindi nello sfruttamento abusivo della posizione dominante detenuta da Hera nella fornitura del servizio di teleriscaldamento a Ferrara. Tale sfruttamento appare essere stato mitigato ma non interrotto dall'introduzione nell'ottobre 2022 del prezzo fisso per la quota di energia di fonte geotermica immessa in rete.

322. Oggetto di contestazione non è quindi la metodologia del costo evitato in sé, ma la mancata previsione di adeguati meccanismi correttivi o di salvaguardia che sfruttassero l'ampia disponibilità a Ferrara di fonti alternative al gas naturale – e assai meno costose del gas naturale nel periodo considerato – permettendo ai cittadini ferraresi di godere appieno dei vantaggi dell'utilizzo di fonti energetiche alternative al gas naturale.

Ciò appare coerente con il trattamento di tale metodologia sia in IC46 che nell'Indagine svolta dall'ARERA, che hanno evidenziato l'inefficacia di tale metodologia nel limitare l'esercizio del potere di mercato quando il calore è prevalentemente prodotto non con il gas naturale rispetto al quale è calcolato il costo evitato, ma da fonti quali la geotermia o la combustione dei rifiuti. Da questo punto di vista, la questione del legittimo affidamento di Hera circa l'uso della metodologia del costo evitato non appare fondata.

323. Inoltre, in avvio è stato ipotizzato un possibile contributo di Herambiente alla strategia abusiva messa in atto da Hera, attraverso la fissazione di un prezzo di cessione del calore da parte del termovalorizzatore non rispondente ai costi del termovalorizzatore stesso.

²⁸⁸ Cfr. le quotazioni annuali e mensili spot e a termine del gas naturale riportate nelle Newsletter di ottobre e novembre 2022 e di febbraio 2023, disponibili sul sito del GME.

²⁸⁹ Cfr. doc. 9.

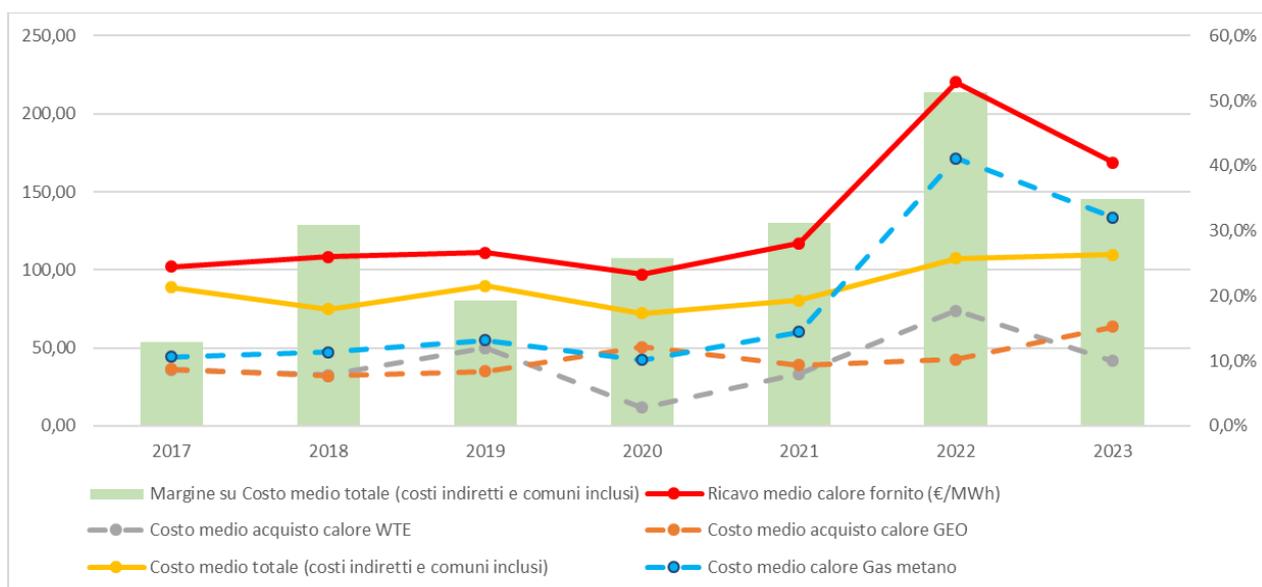
Si anticipa che dalle evidenze raccolte non sono emersi elementi sufficienti a provare un comportamento abusivo da parte di Herambiente.

V.5.1. Il divario tra prezzi di vendita e costo di approvvigionamento del calore e tra il prezzo di vendita e la spesa media per il riscaldamento a gas

324. Il ricavo medio realizzato da Hera nella rete di Ferrara appare largamente superiore al costo di approvvigionamento del calore e in particolare al costo del calore di origine geotermica.

La differente dinamica dei ricavi di vendita di Hera - che sono agganciati al prezzo del gas naturale - e dei costi di approvvigionamento e distribuzione del calore - i quali invece risentono dell'andamento del prezzo del gas naturale in maniera indiretta e attutita dalle modalità di determinazione del costo del calore di origine geotermica e del costo del calore proveniente dalla combustione dei rifiuti - ha prodotto un forte aumento dei ricavi non accompagnato da un paragonabile aumento dei costi, che ha comportato l'allargamento del divario tra ricavi medi e costi medi nel 2021 e soprattutto nel 2022, nonché il mantenimento di un divario significativo anche nel 2023 (cfr. figura 26).

Figura 26: ricavo medio, costo medio e margini sul calore venduto nella rete di Ferrara 2017-2023



Fonti: elaborazioni su doc. 35, doc. 58, doc. 83.2.

325. La figura mostra come il ricavo medio sul calore fornito (linea rossa piena) sia stato relativamente stabile nel periodo 2017-2021, con una modesta riduzione (12% circa) nel 2020, per poi crescere repentinamente nel 2022, mantenendosi su livelli elevati anche nel 2023.

L'andamento dei ricavi segue quello del prezzo del gas metano, corrispondente all'andamento della linea tratteggiata blu. L'andamento del costo medio totale appare tuttavia determinato dai costi di approvvigionamento del calore da WTE e da geotermia, nonché dai costi operativi fissi e variabili

di rete e segue una dinamica meno pronunciata in tutto il periodo, a testimonianza dell'effetto calmieratore apportato dalla struttura ferrarese di approvvigionamento del calore.

326. La figura mette anche in luce che la riduzione del prezzo all'ingrosso del gas nel 2020, più volte richiamata nelle memorie di Parte in merito ai presunti benefici della formula del costo evitato per i consumatori e al rischio di riduzione dei margini, ha avuto un effetto modesto sul prezzo medio del calore pagato dai consumatori ferraresi. A fronte di un più consistente riduzione invece dei costi di approvvigionamento e quindi del costo medio totale di produzione (comprensivo di ammortamenti e costi indiretti), il margine sui costi totali di Hera a Ferrara (cioè, l'EBIT della rete di Ferrara) è addirittura *aumentato* rispetto al 2019.

Ciò indica che il trasferimento sui consumatori ferraresi delle riduzioni del prezzo all'ingrosso del gas naturale attraverso la formula del costo evitato e le altre formule di indicizzazione utilizzate da Hera è assai meno immediato di quanto suggerito dalla Parte nelle proprie memorie.

L'andamento del margine del ricavo medio sui costi totali indica inoltre che la rete di Ferrara non appare aver subito alcuna conseguenza pregiudizievole dalla riduzione del prezzo all'ingrosso del gas naturale richiamato dalla Parte e che dunque si tratti di un rischio di entità minore di quanto rappresentato dalla Parte.

327. Hera ha applicato nel 2019-2021 un *mark-up* sul costo di approvvigionamento del calore in media superiore al 100%, che ha superato il 200% nel 2022, raggiungendo un picco di oltre il 230%, per mantenersi al di sopra del 170% nel primo semestre 2023. Nello stesso periodo, il *mark-up* sui costi totali (ammortamenti inclusi, al netto delle coperture) è cresciuto dal 24% circa del 2019 al 50% circa del 2021 e ha raggiunto il 120% nei primi tre trimestri del 2022, per poi rimanere al di sopra del 70% tra l'ottobre 2022 e il giugno 2023.

328. Corrispondentemente, Hera ha realizzato a Ferrara dei RONA che appaiono non solo più elevati di quelli delle altre reti di Hera, ma generalmente superiori ai rendimenti riconosciuti agli operatori attivi nei servizi infrastrutturali relativi all'energia elettrica e al gas.

Nel periodo 2021-2022, e in particolare nel 2022, Hera ha realizzato rendimenti sulle vendite e sul capitale molto superiori a quelli dei periodi precedenti, che non appaiono spiegabili in base a rilevanti miglioramenti di efficienza di cui peraltro non vi è traccia nella documentazione acquisita.

329. L'analisi dei prezzi del teleriscaldamento ferrarese appare confermare quanto lamentato da molti condomini e comitati civici ferraresi riguardo all'aumento del prezzo del teleriscaldamento nel 2021-22 e all'effetto negativo del prezzo fisso della componente geotermica al ridursi del prezzo all'ingrosso del gas: l'elevato livello definito per il prezzo fisso della componente geotermica ha infatti indotto una rigidità nell'adeguamento del prezzo del teleriscaldamento alla discesa delle quotazioni del gas naturale.

330. Le evidenze a fascicolo indicano infine che il prezzo fisso di 155 €/MWh è stato stabilito ad un livello comunque ampiamente remunerativo per Hera e largamente superiore al costo del calore geotermico.

Il RONA per le infrastrutture di estrazione e distribuzione del calore di origine geotermica, come ricalcolato da Hera nella memoria finale, sarebbe infatti superiore al 20% per tutta la durata della Convenzione.

Il costo medio di estrazione e distribuzione del calore di origine geotermica, secondo quanto riportato nella documentazione ispettiva²⁹⁰ che include nel calcolo del costo medio del calore geotermico i “costi di infrastruttura TLR” che Hera ha confermato riferirsi “al sistema di TLR di Ferrara”²⁹¹, è di circa [70-80] €/MWh, poco meno della metà del prezzo fisso per la componente geotermica²⁹².

331. La sproporzione tra prezzi e costi che ha prodotto prezzi ingiustificatamente gravosi si è accompagnata ad una grave iniquità degli stessi riconducibile alla scelta ingiustificata di indicizzare la tariffa al costo del gas naturale, che fino al 2021 forniva non più del 17% del calore immesso nella rete e che nel 2022-23 ha rappresentato meno del 10% di tale calore. assoggettando in tal modo i cittadini ferraresi ad una formula di prezzo priva di significativi legami con la struttura di costo del servizio di teleriscaldamento a Ferrara.

V.5.2. I prezzi ingiustificatamente gravosi

332. Nella prassi nazionale e comunitaria, l’articolo 3, lettera a) della legge n. 287/1990 e l’analogo articolo 102, lettera a), del TFUE vietano a un’impresa in posizione dominante di imporre direttamente o indirettamente prezzi di acquisto o di vendita o altre condizioni commerciali “ingiustificatamente gravose” ovvero “non eque” (*unfair*), e in particolare, proibisce l’applicazione di prezzi eccessivamente onerosi che non risultino giustificati da alcuna ragione legittima.

333. L’applicazione di condizioni economiche ingiustificatamente gravose è stata più volte oggetto di analisi *antitrust* e ha dato luogo a una prassi e giurisprudenza consolidate²⁹³, basate sull’originaria pronuncia della Corte di Giustizia nel caso *United Brands*.

In tale pronuncia la Corte di Giustizia dell’Unione europea (di seguito “CGUE”) ha stabilito che un prezzo risulta illecito ai sensi delle disposizioni interessate quando l’impresa, avvalendosi della propria posizione dominante, trae vantaggi commerciali che non avrebbe ottenuto se ci fosse stata una concorrenza normale e sufficientemente efficace nel mercato rilevante²⁹⁴. Infatti, in presenza di una condotta abusiva, il prezzo praticato non risulta avere un ragionevole rapporto con il valore economico della prestazione fornita²⁹⁵.

334. Non esiste un unico metodo, prescritto *ex lege* o risultante dalla giurisprudenza della CGUE, per valutare tale rapporto tra il valore economico di un prodotto o servizio e il suo prezzo. Al

²⁹⁰ Cfr. doc. 38 ISP-FE.

²⁹¹ Cfr. doc. 58 ISP-FE, risposta alla richiesta di informazioni allegata al verbale dell’audizione del 20 febbraio 2024.

²⁹² A conferma di quanto affermato nel testo, si noti peraltro che, come riportato nella tabella 14 sulla base dei dati forniti da Hera, il costo medio di acquisto del calore geotermico è stato di circa 42 [40-50] €/MWh nel 2022, valore ben inferiore a quello di [70-80] €/MWh comprensivo dell’ammortamento dei costi per l’infrastruttura del teleriscaldamento.

²⁹³ Il riferimento è alla sentenza della CGUE, C-27/76, *United Brands Company e United Brands Continental BV v Commission*; ripresa in seguito in *Banane Chiquita*, sentenza del 14 febbraio 1978; *OSA*, C-351/12, paragrafo 88; C-52/07, *Kanal 5 and TV 4*; C-226/84, *British Leyland v. Commission*; C-26/75, *General Motors v Commission*; C-30/87, *Corinne Bodson contro SA Pompes funèbres des régions libérées*; C-323/93, *Crespelle*; nonché nelle decisioni della Commissione europea, COMP/C-1/36.915 - *Deutsche Post AG*; COMP/A.36.568/D3, *Scadlines Sverige AB v. Port of Helsingborg* e COMP/AT.40394, *Aspen*.

²⁹⁴ Cfr. CGUE, 14 febbraio 1978, in causa 27/76 *United Brands Company e United Brands Continentaal BV c. Commissione delle Comunità europee. Banane Chiquita*, par. 249.

²⁹⁵ Cfr. *ibidem.*, par. 250.

contrario, la Corte stessa ha sottolineato che possono essere utilizzati metodi diversi per determinare se un prezzo praticato da un'impresa dominante è eccessivo e iniquo e, pertanto, abusivo²⁹⁶.

335. Una di queste modalità si basa sul “*raffronto tra il prezzo di vendita del prodotto in questione e il suo costo di produzione [...] da cui risulterebbe l'entità del margine di profitto*”²⁹⁷. Tale analisi di confronto tra prezzo e costi, nella metodologia indicata dai giudici europei, si sviluppa in due fasi: **A)** la prima è volta a verificare “*se vi sia un'eccessiva sproporzione tra il costo effettivamente sostenuto e il prezzo effettivamente richiesto*”; **B)** la seconda ad accertare se il prezzo eccessivo rispetto ai costi sia altresì “*non equo, in assoluto oppure rispetto ai prodotti concorrenti*”²⁹⁸.

336. I due criteri per verificare l'iniquità di un prezzo eccessivo sono alternativi. Pertanto, per stabilire che un prezzo sia illecito ai sensi dell'articolo 102, lettera a) del TFUE, o dell'analogo articolo 3 lettera a) della legge n. 287/1990, è sufficiente che anche solo una delle due alternative previste nella seconda fase del *test* sia soddisfatta²⁹⁹.

V.5.3. L'eccessività dei ricavi di Hera rispetto ai costi: questioni generali

337. Il raffronto tra prezzi applicati e costi sostenuti (l'eccessività) rappresenta il primo passo per analizzare l'ingiustificata onerosità di prezzi o delle condizioni di vendita rispetto al valore economico della prestazione fornita³⁰⁰.

338. La casistica in materia di *excessive pricing* mostra che la sproporzione del prezzo imposto può essere valutata rispetto a una misura dei costi complessivi sopportati dall'impresa per la realizzazione del servizio che include, oltre ai costi diretti variabili e fissi, i costi indiretti sostenuti dall'impresa, purché ragionevolmente afferenti alla produzione del bene o servizio oggetto d'esame, i costi d'uso del capitale (ammortamenti) e un “equo” remunerazione del capitale investito. Quest'ultima è stata valutata considerando differenti indicatori della redditività di impresa, che variano dagli indici di ritorno sul capitale investito (ROI, ROE, ROCE) ai tassi di profittabilità delle vendite (ROS, margine di contribuzione).

²⁹⁶ Cfr. *ibidem*, par. 253.

²⁹⁷ Cfr. *ibidem*, par. 251.

²⁹⁸ Cfr. CGUE, *ibidem*, par. 252: “*the questions therefore to be determined are whether the difference between the costs actually incurred and the price actually charged is excessive, and, if the answer to this question is in the affirmative, whether a price has been imposed which is either unfair in itself or when compared to competing products*”. V. anche CGUE, *OSA*, C-351/12, paragrafo 88; C-52/07, *Kanal 5 and TV 4*; C-226/84, *British Leyland v. Commission*; C-26/75, *General Motors v Commission*; C-30/87, *Corinne Bodson contro SA Pompes funèbres des régions libérées*; C-323/93, *Crespelle*; decisioni della Commissione europea, COMP/C-1/36.915 - *Deutsche Post AG - Intercettazione di posta transfrontaliera* e COMP/A.36.568/D3, *Scadlines Sverige AB v. Port of Helsingborg*.

²⁹⁹ Cfr. anche CGUE, ordinanza del 25 marzo 2009, in causa C-159/08 P, *Isabella Scippacercola and Ioannis Terezakis c. Commissione*, par. 47.

³⁰⁰ Cfr. CGUE, C-27/76, *United Brands*, cit., paragrafi 249, 250 e 251: “*Questa sproporzione potrebbe, fra l'altro, essere valutata obiettivamente in base al raffronto tra il prezzo di vendita del prodotto in questione e il suo costo di produzione, raffronto da cui risulterebbe l'entità del margine di profitto*”. Si osserva che al paragrafo 254 la determinazione della sproporzione è ritenuta possibile nonostante: “[...] *le difficoltà non trascurabili e talora enormi che implica la determinazione dei costi di produzione, essendo talvolta necessaria una ripartizione discrezionale delle incidenze indirette e delle spese generali e potendo tali costi differire notevolmente a seconda delle dimensioni dell'impresa, del suo oggetto, della sua complessità, del suo campo d'azione territoriale, dell'uniformità o della varietà dei prodotti, del numero di affiliate e dei loro reciproci rapporti [...]*”. La comparazione tra prezzi e costi non è l'unico criterio per accertare l'“eccessività” del prezzo. La stessa Commissione in *Port of Helsingborg* ha riconosciuto che i margini prezzo/costo possono portare a comparazioni ingannevoli e diverse autorità di concorrenza hanno utilizzato un *test* di “eccessività dei profitti” basato sulla comparazione dei tassi di rendimento degli investimenti e un tasso di riferimento dato dalla media ponderata del costo del capitale di rischio e di quello di debito (WACC).

Questa misura di costo inclusiva del rendimento del capitale è nota come “*cost-plus*”. L’analisi della sproporzione tra costi e ricavi dell’impresa dominante viene quindi effettuata confrontando i ricavi con il c.d. *cost plus*.

339. Non esistono soglie quantitative o precise relazioni aritmetiche che definiscano quale misura debba assumere la sproporzione tra prezzi e costi per essere considerata indicativa di un abuso di sfruttamento. Al contrario, il giudizio sulla gravosità dei prezzi imposti deve essere condotto tenendo conto delle circostanze del caso concreto ed esaminando l’assenza di “ragionevolezza” del rapporto tra prezzo e valore economico del prodotto, alla luce delle specificità del caso³⁰¹.

340. Nel caso presente, la valutazione di eccessività è stata effettuata utilizzando diverse metodologie, come prescritto dalla giurisprudenza nazionale e comunitaria e come indicato dall’Avvocato Generale Wahl nelle conclusioni del caso AKKA/LAA³⁰²:

a) il confronto tra il rendimento del capitale effettivamente realizzato da Hera nella gestione del servizio di TLR di Ferrara nel 2021-2023 e: (i) un tasso di rendimento di riferimento, identificato nel WACC (nominale) fissato dall’ARERA per determinare il rendimento sul capitale riconosciuto ai diversi servizi infrastrutturali del gas; tale criterio appare appropriato per valutare l’“eccesso di remunerazione dell’investimento” in un’attività ad alta intensità di capitale quale il teleriscaldamento; (ii) il tasso medio di rendimento realizzato da Hera nella rete di Ferrara prima del 2021 e nelle altre reti di Hera; (iii) il tasso di rendimento richiesto da EGP per partecipare all’ATI di gestione dell’impianto geotermico di Ferrara, basato sull’esperienza di EGP in progetti simili e sulla sua conoscenza del mercato;

b) il criterio del c.d. *cost-plus*, che valuta la sproporzione tra prezzi e costi attraverso il confronto tra un “costo riconosciuto” inclusivo di un rendimento del capitale e i ricavi effettivi della società; la differenza tra queste due grandezze è l’“eccesso” dei ricavi realizzati. Tale criterio è stato articolato:

b1) valutando il capitale (al netto degli ammortamenti) al costo storico e utilizzando per il calcolo della sua remunerazione un *range* di tassi di rendimento nominali, determinato a partire dal WACC della distribuzione del gas;

b2) valutando il capitale (al netto degli ammortamenti) al costo storico rivalutato, utilizzando per il calcolo della sua remunerazione un *range* di tassi di rendimento reali.

Tutti i *test* effettuati evidenziano l’esistenza di una eccessività dei prezzi praticati da Hera per il servizio di teleriscaldamento a Ferrara.

341. I risultati ottenuti sono basati sulla stessa metodologia usata dalle Parti nella Memoria economica³⁰³ e sui medesimi dati impiegati nell’analisi a costi rivalutati.

Per quanto riguarda il rendimento del capitale, è stato considerato un *range* di valori a partire dal WACC della distribuzione del gas naturale (“tasso base”), aumentato del 10%, 30% e 50%. Tale *range* include nel caso “base + 10%” l’unico valore considerato dalla Parte nella propria Memoria Economica.

³⁰¹ Cfr. CGUE, *United Brands*, cit., paragrafo 250. Ad esempio, in *Deutsche Post* la Commissione ha ritenuto eccessivo un margine del prezzo sul costo del 25%, perché l’impresa operava in un settore regolato dove il margine di profitto usuale era del 3%. In *Aspen*, invece, la Commissione ha considerato che un margine del prezzo sui costi operativi (EBITDA) superiore di meno del 20% al *cost-plus* non avrebbe potuto essere considerato eccessivo.

³⁰² Conclusioni Avvocato Generale Nils Wahl, 16 aprile 2017, causa C-177/16.

³⁰³ Cfr. doc. 81.4.

Tale *range* di valori è sistematicamente superiore al costo medio del capitale sperimentato dal gruppo Hera nel periodo 2012-2021. Inoltre, i rendimenti corrispondenti ai casi Base + 30% e Base + 50% rappresentano rendimenti superiori al rendimento medio storico della rete di Ferrara nel periodo 2017-2020; si tratta dunque di valori assai favorevoli alla Parte, in particolare per quanto riguarda il tasso “base + 50%”. Tale valore corrisponde all’11,1% nominale, che è superiore al rendimento del 10,5% richiesto, ad esempio, da un operatore come EGP per partecipare all’ATI per lo sfruttamento dei pozzi di Casaglia e che è, a sua volta, basato sui rendimenti ottenuti da EGP in situazioni analoghe in cui essa è in grado di esercitare un potere di mercato.

342. I valori più elevati del range considerato sono dell’8,4%-9,3% reali e del 11,1 % – 12,2% nominali. Si tratta di tassi di rendimento del capitale significativi, e la Parte non ha fornito esempi concreti del perché essi sottostimerebbero il rendimento di mercato del teleriscaldamento.

343. Per ciò che concerne il trattamento delle coperture, si ricorda che Hera, pur avendo utilizzato un criterio di allocazione basato sui ricavi delle reti di TLR nei documenti aziendali e nei documenti predisposti in ispezione, ha successivamente sostenuto una diversa allocazione, ritenendo che, essendo i costi della rete di Ferrara per il 50% indipendenti dal costo del gas e indirettamente dipendenti da esso per una proporzione del 40% del calore immesso, la rete di Ferrara presenterebbe una esposizione netta al rischio di variazione dei prezzi del gas naturale significativamente maggiore delle altre reti; nelle altre reti, infatti, l’esposizione di costi e ricavi alle variazioni del prezzo del gas sarebbe tendenzialmente equivalente e quindi la loro esposizione netta sarebbe molto minore di quella di Ferrara.

Tale allocazione ha portato ad attribuire alla rete di Ferrara gran parte delle perdite sui contratti di copertura relativi al prezzo all’ingrosso del gas naturale.

344. In realtà, non appare accoglibile la prospettazione della Parte di considerare profitti e perdite sugli strumenti di copertura come dei costi da includere nel cost-plus ai fini dell’analisi dei prezzi ingiustificatamente gravosi a Ferrara.

In primo luogo, la variabilità dei ricavi dalla vendita di calore a Ferrara a fronte dell’instabilità del prezzo del gas naturale non è il risultato di dinamiche di mercato al di fuori del controllo di Hera – cioè delle dinamiche a fronte delle quali tipicamente si acquistano gli strumenti di copertura ai quali fanno riferimento le Parti nella memoria economica – ma è il frutto della scelta di Hera di praticare per Ferrara un prezzo del calore ancorato al gas e quindi scollegato dagli effettivi costi di produzione del calore, nonostante l’utilizzo della fonte geotermica sia stato il driver principale dell’intera iniziativa ferrarese, anche nella promozione del servizio presso i cittadini. Tale scelta ha determinato gli esiti oggetto del presente procedimento. Tale scelta, non giustificata dalla struttura attuale dei costi di generazione del calore, ha esposto i prezzi di vendita alla variabilità delle quotazioni del gas naturale. Peraltro, tale variabilità costituisce un rischio effettivo per la rete di Ferrara soltanto in caso di riduzione del prezzo del gas al di sotto dei livelli storici medi, perché solo in tal caso Hera si troverebbe esposta al rischio di non poter coprire i costi fissi di rete.

345. *In secondo luogo*, le perdite finanziarie realizzate sugli strumenti di copertura non sono il risultato di attività messe in atto per mitigare il rischio sui costi di approvvigionamento delle materie prime e contenere in tal modo il prezzo del calore da teleriscaldamento agli utenti finali, mantenendo competitivo il servizio. Si tratta piuttosto una misura presa per stabilizzare i margini di Hera al livello desiderato, della quale i consumatori non hanno in alcun modo beneficiato. I consumatori hanno infatti continuato a sopportare (ex-ante) l’intero onere del rischio derivante dalle fluttuazioni del

prezzo all'ingrosso del gas naturale, subendo (ex-post) l'aumento del prezzo del servizio di teleriscaldamento di Ferrara. Il fatto che la stabilizzazione dei margini di Hera sia una garanzia di continuità del servizio e che i consumatori abbiano goduto dei vantaggi delle fluttuazioni al ribasso dei prezzi non appare sufficiente a giustificare la mancata mitigazione dei rischi per i consumatori, soprattutto laddove – come a Ferrara – la differente struttura dei costi di generazione avrebbe permesso ai consumatori di essere esposti a una minore variabilità del prezzo del calore.

346. *In terzo luogo*, proprio il fatto che si tratti di strumenti volti a stabilizzare i margini di Hera e non i prezzi pagati dai consumatori, peraltro, appare decisiva ai fini dell'esclusione di tali costi dal calcolo dell'eccesso dei ricavi sui costi nel contesto di un abuso per prezzi eccessivamente gravosi. Non si tratta infatti di un costo sostenuto per la fornitura del servizio ai consumatori.

In questo contesto, la circostanza che, nel caso specifico del 2022, Hera non sia stata avvantaggiata dagli strumenti di copertura, accumulando su di essi ingenti perdite, non appare quindi motivo per includere le perdite sulle coperture nei costi rilevanti ai fini del calcolo dell'eccesso sul cost-plus, così come non dovrebbero essere inclusi in tale calcolo i costi discendenti da evidenti inefficienze dell'impresa dominante³⁰⁴.

347. *In quarto luogo*, lo stesso funzionamento del meccanismo di allocazione individuato da Hera appare in contraddizione con lo scopo dell'analisi dei prezzi eccessivamente gravosi a Ferrara: il meccanismo di allocazione implica infatti che maggiore è la quota di calore indipendente dal gas naturale, e quindi maggiore la possibilità che i prezzi di vendita del calore legati al gas naturale siano privi di un legame con i costi effettivi della società, maggiore sia la quota di perdite o profitti sugli strumenti di copertura allocati alla rete di Ferrara. In altri termini, una quota maggiore delle perdite sarebbe allocata laddove i prezzi praticati appaiono *prima facie* più iniqui, come a Ferrara.

Infatti, il meccanismo sterilizza l'effetto degli alti prezzi di vendita pagati dai consumatori sui margini sui costi di generazione, in quanto i maggiori margini saranno compensati dalle perdite sulle coperture. Un'analisi cost-plus che includesse nei costi riconosciuti anche le perdite sulle coperture registrerebbe quindi un minore eccesso dei ricavi sui costi proprio in corrispondenza degli alti prezzi pagati dai consumatori ferraresi non giustificati, data la struttura dei costi del calore della rete di Ferrara, da un corrispondente aumento dei costi di approvvigionamento³⁰⁵.

348. *In quinto luogo*, va osservato che il meccanismo di allocazione preferito da Hera, alla luce dell'andamento dei margini rispetto ai costi totali (ammortamenti e costi indiretti inclusi) realizzati da Hera stessa nella rete di Ferrara – che sono stati sempre largamente positivi e addirittura in crescita nei periodi di riduzione del prezzo all'ingrosso del gas naturale citati dalla Parte come evento scatenante dell'acquisto di strumenti di copertura – appare allocare alla rete di Ferrara una quota eccessiva di rischio, dato che non si è mai verificata l'eventualità che in tale rete i ricavi non coprissero largamente i costi, ammortamenti inclusi.

349. *In sesto luogo*, appare inappropriato allocare alla rete di Ferrara una elevata quota parte di compensazioni di carattere finanziario, quando proprio nella rete di Ferrara l'hedging contro il rischio prezzo delle materie prime può essere effettuato mediante appropriata sostituzione delle fonti

³⁰⁴ Cfr. le pronunce della Corte di Giustizia nei casi *SACEM* e *Tournier*.

³⁰⁵ Si tratterebbe di un risultato simile a quello che si otterrebbe considerando i bassi profitti dovuti all'inefficienza dell'impresa dominante come un'esimente dall'eccessiva gravosità dei prezzi. Tale possibilità è stata tuttavia esclusa dalla Corte di Giustizia nelle pronunce nei casi *SACEM* e *Tournier*.

di generazione e in particolare la modulazione della fonte geotermica, rendendo necessario solo in seconda battuta il ricorso a strumenti di tipo finanziario. L'analisi dell'utilizzo delle fonti di calore nel 2021-22 ha peraltro mostrato come le fonti siano state utilizzate, compatibilmente con i vincoli tecnici, in modo da minimizzare il costo complessivo di approvvigionamento del calore e come la fonte geotermica sia stata modulata in modo da coprire l'intero fabbisogno del periodo estivo con forniture di calore minimali e abbia poi contribuito a coprire il fabbisogno nei mesi invernali di punta con forniture pari al quadruplo di quelle estive.

350. Infine, non appare pertinente il riferimento della Parte al caso A423 per giustificare l'inclusione delle coperture nei costi rilevanti.

Posto che il caso in questione non era stato avviato come caso di prezzi eccessivamente gravosi ma riguardava il «*trattenimento di capacità [che] costituisce una forma di limitazione della produzione a danno dei consumatori, in quanto porta ad un aumento dei prezzi*», esso è stato chiuso con impegni condizionati al mantenimento di un certo livello di coperture contrattuali da parte di ENEL, in modo da disincentivare strategie di trattenimento attraverso le perdite che tali strumenti avrebbero in tal caso generato.

Le coperture impattavano quindi sugli incentivi di Enel al trattenimento di capacità e incidevano perciò direttamente sul prezzo dell'energia all'ingrosso pagato dagli acquirenti e quindi, in ultima analisi, dai consumatori.

Si tratta, quindi, di un caso profondamente diverso da quello in esame, dove le coperture hanno influito sul prezzo pagato da Hera per approvvigionarsi di gas naturale, senza sortire alcun effetto sui prezzi pagati dai consumatori.

351. Per tali motivi, si ritiene inappropriato condurre l'analisi dell'eccessività dei prezzi considerando il cost-plus inclusivo dell'effetto coperture.

Si ritiene perciò che l'analisi di eccessività debba essere basata sui casi: A) *cost-plus* senza ribaltamenti e effetto coperture e B) *cost-plus* inclusivo dei ribaltamenti ma senza effetto coperture, e in particolare sul caso B). Il primo caso rispecchia la prassi seguita da Hera nel Piano Industriale del Teleriscaldamento, nel quale l'EBIT è calcolato al lordo di tali ribaltamenti.

352. Va peraltro osservato che, anche qualora, in un'ottica estremamente favorevole alla Parte, ma non corretta per le ragioni precedentemente esposte, si prendesse in considerazione la quantificazione dell'effetto coperture che risulta dai documenti interni di Hera (Piano Industriale) e dal Conto Economico della rete di Ferrara acquisiti in ispezione³⁰⁶, tale inclusione, pur impattando sull'entità dell'eccesso dei ricavi sul *cost-plus* per il 2022, non modificherebbe la valutazione della condotta di Hera.

V.5.4. L'eccessività dei ricavi di Hera rispetto ai costi: confronto dei rendimenti

353. Hera utilizza come metro di valutazione e confronto dei risultati delle proprie reti il RONA, un indice di redditività dato dal rapporto tra EBIT e le attività fisse nette. Nel contesto delle reti di teleriscaldamento, tale indice sostanzialmente equivale al ROI.

³⁰⁶ Cfr. docc. 15 e 28 ISP-FE.

354. Il WACC (nominale) determinato dall'ARERA per la distribuzione del gas era pari all'8,1% nel 2021 e al 7,4% nel 2022-23; il WACC più elevato era quello per la rigassificazione del GNL, pari all'8,6%³⁰⁷ nel 2021 e all'8 % nel 2022-23.

La tabella 32 confronta diverse ipotesi di RONA con tali WACC.

Tabella 32 confronto RONA/ WACC

	2021	2022	2023
RONA con EBIT al lordo di ribaltamenti e coperture	[10-20]%	[40-50]%	[20-30]%
RONA con EBIT al lordo delle coperture	[10-20]%	[30-40]%	[10-20]%
WACC nominale distribuzione gas	8,1%	7,4%	7,4%
WACC nominale rigassificatori GNL	8,6%	8,0%	8,0%

355. I RONA realizzati da Hera appaiono pari a oltre il quadruplo dei WACC di riferimento nel 2022 e a oltre il doppio nel 2023, anche sottraendo dall'EBIT i costi indiretti allocati alla rete di Ferrara³⁰⁸. Va altresì osservato che l'apparente riduzione dei RONA nel 2023 dipende dalla circostanza che nel secondo semestre di tale anno Hera è intervenuta sul prezzo del calore di Ferrara eliminando il prezzo fisso per la componente geotermica e ciò ha accentuato l'effetto sui ricavi della discesa dei prezzi del gas.

356. Si osserva inoltre come il RONA della rete di Ferrara sia mediamente il triplo di quello medio delle reti di TLR di Hera.

Nella rete di Ferrara il RONA del periodo 2021-2023, e in particolare quello del 2022, sono stati significativamente superiori al RONA medio del 2017-2020.

357. Infine, il livello del RONA realizzato a Ferrara appare significativamente superiore ai rendimenti considerati da Hera e dall'ATI Hera-EGP per valutare la profittabilità dei progetti di sfruttamento dei pozzi di Casaglia: il RONA del 2022 è oltre il triplo del livello di questi *benchmark* ricavabili dalla documentazione interna.

358. Complessivamente, questi risultati costituiscono un chiaro indizio della sussistenza di un "eccesso di rendimento sul capitale investito" nella rete di Ferrara nel 2022 e nel 2023 (e in particolare nella prima parte dell'anno).

V.5.5. L'eccessività dei ricavi di Hera rispetto ai costi: il cost-plus

359. La valutazione dell'eccessività dei prezzi con il criterio del cost-plus indica che Hera ha applicato nella rete di Ferrara delle tariffe eccessivamente gravose nel 2022 e anche nel primo semestre 2023.

³⁰⁷ Il WACC – rigassificazione (reale, pre-tasse) è pari al 6,8%. Esso può essere trasformato in un tasso nominale utilizzando la nota formula $(1+\text{tasso reale}) = (1+\text{tasso nominale})/(1+\text{tasso d'inflazione})$ e utilizzando come tasso d'inflazione l'inflazione attesa per il 2021 impiegata dall'ARERA nella definizione del WACC reale per il 2021, pari all'1,7% (cfr. TIWACC 2016-2021, allegato A alla delibera 583/2015/R/com come modificato e integrato da successive delibere).

³⁰⁸ I RONA realizzati da Hera risulterebbero pari a oltre il triplo dei WACC di riferimento nel 2022 e a oltre il doppio nel 2023 anche allocando le perdite sulle coperture alla rete di Ferrara nella misura indicata nei documenti ispettivi. Utilizzando invece l'allocazione preferita dalla Parte, il RONA di Ferrara risulterebbe comunque pari a poco meno del doppio dei WACC di riferimento nel 2022 e poco superiore al doppio nel 2023.

360. Nel seguito si presenteranno separatamente i risultati del calcolo dell'eccesso dei ricavi effettivi sul cost-plus ottenuti valutando capitale fisso e ammortamenti utilizzando due metodologie di calcolo: quella basata sui costi storici e quella basata sul costo rivalutato.

361. La tabella 33 seguente riporta per il periodo 2017-2023 la proporzione dell'eccesso dei ricavi dalla vendita di calore rispetto al costo "riconosciuto" del calore, inclusivo di un equo rendimento del capitale valutato a costo storico, in diversi ipotesi di calcolo del *cost-plus*.

Tab. 33: Proporzione dell'eccesso dei ricavi rispetto al cost-plus, con ammortamenti e capitale fisso a costo storico, 2017-2023

CASO A: ribaltamenti e effetto coperture esclusi dal cost-plus							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Rendimento BASE nominale	-0,5%	21,9%	9,8%	16,2%	21,6%	79,6%	26,5%
Rendimento BASE + 10%	-3,1%	18,3%	6,8%	12,3%	18,3%	75,6%	23,0%
Rendimento BASE + 30%	-7,8%	11,6%	1,2%	5,1%	12,3%	68,2%	16,5%
Rendimento BASE + 50%	-12,1%	5,6%	-3,9%	-1,2%	6,9%	61,4%	10,6%
CASO B: ribaltamenti inclusi, effetto coperture escluso dal cost-plus							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Rendimento BASE nominale	-12,1%	5,9%	-6,3%	-2,7%	9,5%	63,2%	14,0%
Rendimento BASE + 10%	-14,1%	3,1%	-8,5%	-5,5%	6,8%	59,9%	11,1%
Rendimento BASE + 30%	-17,9%	-2,0%	-12,7%	-10,6%	1,9%	53,7%	5,8%
Rendimento BASE + 50%	-21,3%	-6,6%	-16,5%	-15,2%	-2,6%	48,0%	0,9%

N.B. in grassetto i casi in cui l'eccesso è superiore al 25%, in corsivo grassetto quelli in cui è compreso tra il 20% e il 25%.

362. Nel caso A (che considera l'EBIT al lordo dei costi indiretti, analogamente a quanto effettuato da Hera in alcuni documenti interni), emerge una eccessività dei ricavi sul cost-plus estremamente elevata nel 2022.

Guardando al caso B, che include nel cost-plus anche i costi comuni e indiretti (c.d. ribaltamenti) allocati alla rete di Ferrara ed è pertanto più favorevole alla Parte, l'eccesso dei ricavi su *cost-plus* nel 2022 appare non inferiore al 48% restituendo un evidente indizio dell'eccessività dei ricavi.

363. Tali risultati sono confermati e rafforzati se il capitale netto viene depurato dagli asset relativi ai pozzi di Casaglia.

364. Quanto al 2023, invece, sull'intero arco dell'anno emergerebbe un'eccessività dei ricavi rispetto al *cost-plus* soltanto per i tassi di rendimento più bassi del caso A e comunque di livello moderato.

Considerato che Hera nel giugno di tale anno si è attivata per modificare il prezzo fisso GEO³⁰⁹ (modifica poi effettivamente avvenuta all'inizio della stagione termica 2023-2024), l'analisi di eccessività è stata condotta anche limitatamente al primo semestre 2023. Rispetto a tale periodo,

³⁰⁹ Cfr. doc. 57 ISP-FE.

emerge un eccesso dei ricavi rispetto al *cost-plus*³¹⁰ sempre superiore al 25% in tutti i casi³¹¹ per rendimenti del capitale fino al WACC base + 30%; qualora si consideri l'esercizio rendimento base aumentato del 50% - che restituisce un tasso molto elevato e particolarmente favorevole alla Parte - si ottiene un'eccessività del 23,9% (cfr. tab. 34).

Tab. 34: eccesso dei ricavi sul *cost-plus* nel primo semestre 2023

	Rendimento del capitale			
	Base	Base + 10%	Base + 30%	Base + 50%
CASO A (senza ribaltamenti e coperture)	45,9%	43,2%	38,0%	33,1%
CASO B (ribaltamenti inclusi)	34,9%	32,5%	28,1%	23,9%

365. Nel caso il capitale sia valutato al costo storico, emerge dunque che: (i) l'eccesso dei ricavi sul *cost-plus* nel 2022 appare sempre superiore al 48% e ciò costituisce una chiara evidenza dell'eccessività dei ricavi³¹²; (ii) per il 2023, emerge un eccesso dei ricavi sul *cost-plus* soltanto per il primo semestre 2023, che risulta superiore al 28% per rendimenti pari almeno fino al tasso base + 30% e sfiora il 24% per un rendimento pari al tasso base + 50%.

366. Le elaborazioni effettuate indicano dunque con certezza un'eccessività non giustificata dei prezzi nel 2022, mentre nel 2023 un'eccessività dei ricavi rispetto al *cost-plus* emergerebbe soltanto circoscrivendo l'analisi al primo semestre. L'eccessività permarrrebbe anche laddove, per quanto non corretto, si includessero nel *cost-plus* le coperture stimate secondo l'allocazione utilizzata da Hera nella propria documentazione interna e in altre occasioni³¹³. Infatti, l'eccesso dei ricavi sul *cost-plus* per il 2022 assumerebbe valori compresi tra il 28% e il 35% circa per rendimenti pari a quello base aumentato fino al 30%, mentre nel caso di un rendimento pari al tasso base aumentato del 50% l'eccesso risulterebbe del 24% circa. I risultati relativi al primo semestre 2023 sarebbero analoghi³¹⁴ a quelli del caso B della tab. 34, mentre per l'intero 2023 non si riscontrerebbe un'eccessività sopra le soglie considerate.

367. La tabella 35 seguente riporta, per il periodo 2017-2023, la proporzione dell'eccesso dei ricavi dalla vendita di calore rispetto al *cost-plus* del calore stesso calcolato con e senza i c.d. "ribaltamenti" e inclusivo di un equo rendimento sul capitale, nell'ipotesi di valutazione del capitale al costo storico rivalutato.

³¹⁰ Ricavi, costi operativi, ribaltamenti da DTLR, ammortamenti secondo il doc. 38. Ribaltamenti da *holding* e rendimento garantito del capitale pari al 50% di quello dell'intero 2023. Effetto coperture secondo il doc. 15 ISP-FE, che è più favorevole per Hera di quello di cui al doc. 38, essendo posto pari a zero invece di considerare un profitto positivo. Immobilizzazioni in corso come nel doc. 72 ISP-FE.

³¹¹ Si noti che l'effetto coperture stimato per il primo semestre 2023 nel doc. 38 sarebbe pari a un profitto di 103.000 euro. Includendo tale stima nel *cost-plus* le percentuali di eccessività sarebbero perfino leggermente superiori a quelle del caso C, in cui le coperture per il primo semestre 2023 sono poste a zero.

³¹² L'eccessività nel 2022 permarrrebbe anche raddoppiando il tasso base.

³¹³ Nel doc. 15 ISP-FE, nel Piano Industriale (doc. 29 ISP-FE) e nella risposta alle richieste di informazioni pre-istruttorie (docc 5 e 8) Hera ha allocato l'effetto delle coperture in maniera proporzionale alle vendite di ciascuna rete.

³¹⁴ L'effetto delle coperture nel 2023 è di ammontare limitato e rappresenta un profitto piuttosto che una perdita. Nel doc. 15 ISP-FE tale effetto è posto pari a zero per il primo semestre 2023.

Tab. 35: Proporzione dell'eccesso dei ricavi rispetto al cost-plus, con ammortamenti e capitale fisso al costo storico rivalutato, 2017-2023

CASO A: ribaltamenti e effetto coperture esclusi dai costi "riconosciuti"							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Rendimento BASE reale	0,6%	24,8%	12,8%	18,9%	23,9%	73,5%	31,5%
Rendimento (BASE + 10%)	-1,5%	21,8%	10,3%	15,5%	21,0%	69,9%	28,4%
Rendimento (BASE + 30%)	-5,8%	15,6%	5,1%	8,8%	15,2%	63,6%	23,1%
Rendimento (BASE + 50%)	-9,8%	10,1%	0,4%	2,8%	9,9%	57,9%	18,3%
CASO B: ribaltamenti inclusi, effetto coperture escluso dai costi "riconosciuti"							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Rendimento BASE reale	-11,2%	8,1%	-4,1%	-0,9%	11,3%	58,1%	18,0%
Rendimento (BASE + 10%)	-12,9%	5,8%	-6,0%	-3,2%	9,0%	55,1%	15,6%
Rendimento (BASE + 30%)	-16,3%	1,1%	-9,7%	-8,0%	4,3%	49,9%	11,3%
Rendimento (BASE + 50%)	-19,4%	-3,2%	-13,2%	-12,3%	-0,1%	45,0%	7,3%

N.B. in grassetto i casi in cui l'eccesso è superiore al 25%, in corsivo grassetto quelli in cui è compreso tra il 20% e il 25%.

368. Nel caso A (che considera l'EBIT al lordo dei costi indiretti, come fa Hera in alcuni documenti interni), emerge una elevata eccessività dei ricavi sul cost-plus nel 2022.

Guardando al caso B, che include nel cost-plus anche i costi comuni e indiretti (c.d. ribaltamenti) allocati alla rete di Ferrara ed è pertanto più favorevole alla Parte, l'eccesso dei ricavi sul cost-plus nel 2022 appare sempre superiore al 45% per qualsiasi tasso di rendimento considerato³¹⁵ e ciò appare una chiara indicazione di eccessività dei prezzi.

369. Tali risultati non si modificano significativamente se il capitale netto viene depurato dagli asset relativi ai pozzi di Casaglia.

370. Per quanto riguarda il 2023, analogamente al caso precedente, non si riscontra un eccesso superiore al 20% nel caso nel *cost-plus* siano inclusi anche i costi indiretti ("ribaltamenti").

Nel primo semestre 2023 un'eccessività dei ricavi intorno alla soglia del 25% emerge nel caso B soltanto per i tassi di rendimento più bassi (Base e Base+10%), mentre nel caso Base+30% il livello di eccessività è pari alla soglia del 20% e per il caso Base+30% l'eccessività si colloca al di sotto di tale soglia (cfr. tab. 36).

Tab. 36: risultati cost-plus per il I semestre 2023, capitale rivalutato

	Base	Base + 10%	Base + 30%	Base + 50%
CASO A (No ribaltamenti e eff. coperture)	39,2%	36,3%	31,4%	26,8%
CASO B (solo ribaltamenti)	26,6%	24,2%	20,1%	16,2%

371. Nel caso il capitale sia valutato al costo storico rivalutato: (i) l'eccesso dei ricavi sul *cost-plus* nel 2022 appare sempre superiore al 45% per qualsiasi tasso di rendimento considerato³¹⁶ e ciò è sicura indicazione di eccessività dei prezzi; (ii) per quanto riguarda il 2023, a livello annuale l'eccesso dei ricavi rispetto al cost-plus risulta inferiore al 20% nel caso B (cioè, includendo anche i costi indiretti della rete di Ferrara) per tutti i tassi di rendimento considerati; nel primo semestre

³¹⁵ Per tassi più elevati la percentuale si ridurrebbe ma resterebbe sempre superiore al 30%.

³¹⁶ Per tasi più elevati la percentuale si ridurrebbe ma resterebbe sempre superiore al 30%.

2023, nel caso B emerge un eccesso dei ricavi rispetto al cost-plus intorno al 25% per i tassi di rendimento più bassi, mentre per tassi di rendimento più elevati l'eccesso raggiunge appena la soglia del 20% o addirittura rimane al di sotto.

372. Le elaborazioni effettuate indicano dunque senza dubbio un'eccessività non giustificata dei prezzi nel 2022, mentre per quanto riguarda il 2023 emerge una moderata eccessività nel caso B solo restringendo l'analisi al primo semestre 2023 e solo per i tassi di rendimento più bassi. L'eccessività per il 2022 permarrebbe anche laddove, per quanto non corretto, si includessero nel cost-plus le coperture stimate secondo l'allocazione utilizzata da Hera nella propria documentazione interna³¹⁷. Infatti, l'eccesso dei ricavi sul *cost-plus* per il 2022 assumerebbe valori compresi tra il 25,4% e il 31% circa per rendimenti pari a quello base aumentato fino al 30%, mentre nel caso di un rendimento pari al tasso base aumentato del 50% (cioè, di un tasso di rendimento reale dell'8,4%, superiore a quello considerato dalla Parte nei propri esercizi) l'eccesso risulterebbe del 22% circa. I risultati relativi al primo semestre 2023 sarebbero analoghi a quelli del caso B della tab. 36, mentre per l'intero anno 2023 si confermerebbe l'assenza di una significativa eccessività.

373. In conclusione, i prezzi praticati da Hera nel 2022 appaiono eccessivi considerando i risultati convergenti di vari metodi di analisi e di diverse ipotesi sul rendimento del capitale investito.

Per quanto riguarda il cost-plus, i prezzi praticati da Hera nel 2022 risultano infatti eccessivi qualsiasi sia la metodologia utilizzata per valutare il capitale fisso e gli ammortamenti e per un ampio *range* di valori del rendimento del capitale, costruito a partire dal WACC della distribuzione del gas naturale (preso a riferimento anche da Hera nella propria documentazione interna).

All'interno di tale *range*, i rendimenti corrispondenti ai casi Base + 30% e Base + 50% sono sistematicamente superiori al rendimento medio storico della rete di Ferrara nel periodo 2017-2020 e al rendimento (reale) utilizzato dalla Parte nella propria analisi³¹⁸; inoltre il tasso per l'esercizio "Base + 50%" è addirittura superiore al rendimento richiesto da EGP per partecipare all'ATI con Hera, a sua volta basato sui rendimenti ottenuti da un operatore come EGP in progetti simili, nei quali essa è verosimilmente in grado di esercitare potere di mercato. Tali rendimenti appaiono quindi particolarmente favorevoli alla Parte.

374. Qualora, in un'ottica estremamente favorevole alla Parte, ma non corretta per le ragioni precedentemente esposte, si prendesse in considerazione la quantificazione dell'effetto coperture che risulta dai documenti interni di Hera (Piano Industriale) e dal Conto Economico della rete di Ferrara acquisiti in ispezione, tale inclusione – come peraltro emerge anche dalla memoria di Parte - impatterebbe sull'entità dell'eccesso risultante per il 2022, che si manterrebbe comunque sempre superiore alla soglia del 25% tranne che in un caso (in cui sarebbe superiore alla soglia del 20%). Risulterebbe quindi confermata l'eccessività dei ricavi rispetto al *cost-plus* per il 2022.

375. I risultati dell'analisi del cost-plus appaiono inoltre corroborati dal confronto tra il RONA della rete di Ferrara e vari benchmark regolatori, da cui emerge che, nel 2022, il primo sia stato un significativo multiplo dei secondi.

³¹⁷ Nel doc. 15 ISP-FE, nel Piano Industriale (doc. 29 ISP-FE) e nella risposta alle richieste di informazioni pre-istruttorie (docc 5 e 8) Hera ha allocato l'effetto delle coperture in maniera proporzionale alle vendite di ciascuna rete.

³¹⁸ Il WACC reale del 6,8% attribuito dal regolatore ai rigassificatori nel 2021. Nel 2022-23 il medesimo WACC è stato pari al 6,1%.

376. Alla luce di tali risultati, gli elevati *mark-up* osservati nel 2022 sia con riferimento al costo di acquisto del calore (oltre il 200% nel 2022), sia rispetto ai costi totali (100% circa nel 2022), sono indicativi dell'eccessiva gravosità dei prezzi praticati da Hera per il calore da teleriscaldamento a Ferrara.

377. Diversamente, per il 2023 i vari metodi considerati non forniscono risultati coerenti né robusti. Considerando l'intero arco dell'anno, infatti, l'eccesso dei ricavi sul *cost-plus* non raggiunge nel caso B la soglia del 20%, nonostante l'elevato RONA.

Limitando l'analisi al solo primo semestre 2023, in ragione della condotta di Hera che aveva già identificato una alternativa al prezzo fisso geotermico tra maggio e giugno 2023, si ottengono risultati sull'eccessività non sufficientemente robusti al variare delle modalità di valutazione del capitale fisso e dei tassi di rendimento considerati: non solo le soglie minime di eccessività non sono superate in tutti i casi considerati, ma nel caso B a capitale rivalutato i livelli di eccesso dei ricavi rispetto al *cost-plus* risultano poco superiori alle soglie in tutti i casi in cui queste sono superate.

Non appare dunque possibile affermare con sufficiente affidabilità che Hera abbia applicato prezzi eccessivamente gravosi nel corso del 2023.

V.5.6. L'iniquità dei prezzi praticati da Hera

378. Nella zona climatica in cui si situa Ferrara il calore per il riscaldamento degli ambienti è un bene irrinunciabile, il cui inevitabile costo incide significativamente sui bilanci dei cittadini ferraresi. In questo contesto, Hera è il concessionario del servizio pubblico di teleriscaldamento.

379. Hera ha scelto di determinare il prezzo di vendita del calore nella rete di teleriscaldamento di Ferrara sulla base del prezzo di un combustibile che, almeno a partire dal 2013, ha sempre avuto un ruolo minoritario nella generazione di calore per la rete di Ferrara rappresentando solo il 16% circa del calore immesso nella rete di teleriscaldamento fino al 2021 e meno del 10% nel 2022-23. Il restante calore è stato prodotto da rifiuti e da fonte geotermica; quest'ultima nel 2021-23 ha rappresentato tra il 44% e 55% del calore immesso nella rete.

Hera ha preso questa decisione nella piena consapevolezza che il costo di oltre l'80% del calore immesso in rete (oggi oltre il 90%) non dipende direttamente dal prezzo all'ingrosso del gas, pur essendone influenzato in maniera indiretta: (i) il costo del calore da rifiuti è indicizzato al PUN, che è influenzato dal costo all'ingrosso del gas naturale³¹⁹, ma l'impatto delle fluttuazioni del PUN sul prezzo del calore è mitigato³²⁰ dal coefficiente di trasformazione del calore in energia elettrica; (ii) il costo del calore dell'energia geotermica è influenzato dal prezzo dell'energia elettrica necessaria per far funzionare le pompe che prelevano dal e iniettano nel sottosuolo il fluido geotermico³²¹, ma tale influenza si è risolta in una correlazione inferiore al 20%.

³¹⁹ Il costo all'ingrosso dell'energia elettrica è a sua volta correlato al prezzo del gas naturale attraverso la circostanza che la tecnologia marginale più frequente – cioè quella che fissa più spesso il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica – è costituita dagli impianti a ciclo combinato a gas naturale ("CCGT"); i CCGT sono stati l'impianto marginale nel 53,3% delle ore nel 2022 e nel 48,3% delle ore nel 2021.

³²⁰ Il coefficiente di trasformazione dell'energia termica in energia elettrica essendo largamente inferiore all'unità per sua natura mitiga le oscillazioni del costo del calore ceduto rispetto a quelle del PUN e soprattutto riduce il livello di tale costo rispetto a quello del PUN.

³²¹ L'energia elettrica alimenta le pompe che sollevano e poi reimmettono nel sottosuolo il fluido geotermico e definisce il costo-opportunità della produzione di calore per il termovalorizzatore. Inoltre, essa contribuisce ai costi operativi della rete attraverso il pompaggio dell'acqua calda lungo le tubazioni.

Tale influenza indiretta e parziale ha fatto sì che, come visto nelle sezioni *III.3.8.*, *III.3.9.* e *III.3.10.*, il costo di approvvigionamento del calore da fonte geotermica e da rifiuti abbia seguito la dinamica di crescita del prezzo del gas naturale in maniera parziale e assai mitigata, attestandosi su livelli largamente inferiori a quelli raggiunti dal gas naturale. Peraltro, le manutenzioni del WTE nel 2022 hanno coinciso con il periodo di massimo picco delle quotazioni dell'energia elettrica, eliminando in tal modo un possibile canale di trasmissione di tali aumenti al costo di approvvigionamento del calore.

380. La mancanza di una forte relazione diretta tra il costo di approvvigionamento del calore e l'andamento del prezzo all'ingrosso del gas naturale rende dunque del tutto ingiustificata la relazione tra il prezzo del calore del teleriscaldamento e il prezzo all'ingrosso del gas indotta dalle formule tariffarie offerte da Hera agli utenti del teleriscaldamento ferrarese.

381. L'assenza di una ragionevole relazione tra i ricavi del servizio di teleriscaldamento e il costo di generazione del calore ha indotto nel 2021-2023 dinamiche divergenti del prezzo e del costo del calore che si sono tradotte in una crescente sproporzione tra i prezzi e i costi del calore, che ha impattato sui costi pagati dai consumatori per acquistare un bene essenziale quale il calore per il riscaldamento degli ambienti.

382. Tale sproporzione si è manifestata innanzitutto nel fatto che i margini e i *mark-up* sui costi sono cresciuti nel 2021-2022 – toccando nel IV trimestre 2022 rispettivamente il *[40-50]%* (EBIT/vendite) e il *[280-290]%* (*mark-up* dei ricavi medi sul costo del calore); margini e *mark-up* hanno seguito quindi l'andamento del prezzo del gas, mentre i costi del calore e i costi operativi seguivano un andamento differente, con aumenti molto meno marcati.

383. Per alcuni gruppi di consumatori, quali i condomini che pagano la tariffa indicizzata al Pfor, tale sproporzione tra prezzi e costi è stata particolarmente marcata, alla luce degli elevatissimi prezzi medi pagati da tali consumatori per il bene essenziale calore.

384. Più in generale, un chiaro sintomo di tale sproporzione è il fatto che il teleriscaldamento ferrarese risulti generalmente più conveniente del riscaldamento a gas solo grazie a fattori estrinseci – lo sconto fiscale, l'IVA sfavorevole al gas naturale, le spese di gestione e di ammortamento –, nonostante goda di un intrinseco vantaggio di costo grazie all'impiego del calore geotermico e del calore proveniente dalla combustione dei rifiuti.

L'andamento divergente di ricavi e costi dovuto all'adozione di una formula di prezzo che lega il prezzo del teleriscaldamento ferrarese al prezzo all'ingrosso del gas naturale ha esposto gli utenti del TLR ferrarese ad un rischio di prezzo di ampiezza ingiustificata in occasione dell'aumento delle quotazioni del gas naturale durante il 2021-22, che ha portato i medesimi utenti a pagare un prezzo per il calore di oltre il 230% superiore al costo del calore in tali circostanze.

385. Un ulteriore sintomo è il fatto che il prezzo pagato da un condominio tipo ferrarese nel 2022 sia stato superiore a quello che avrebbe pagato con le tariffe di A2A o di Iren.

386. Hera è intervenuta su tale divergente dinamica con misure palliative volte alla mitigazione degli effetti delle proprie politiche di prezzo sui clienti più vulnerabili e solo tardivamente, a seguito delle pressioni della cittadinanza e del Comune di Ferrara (concedente il servizio e membro del sindacato di controllo di Hera), è intervenuta con misure destinate alla generalità degli utenti, introducendo un prezzo fisso per la componente geotermica.

387. Tale prezzo fisso non è stato tuttavia determinato in modo da rendere il prezzo finale pagato dagli utenti più coerente con la struttura di costo del servizio: il prezzo della componente geotermica

è stato infatti fissato ad un livello che appare largamente superiore al costo del calore geotermico, anche laddove si includa il costo dell'infrastruttura necessaria per il trasporto del calore alla rete di Ferrara. Tale livello è stato determinato con riferimento alle quotazioni attese del gas naturale e al prezzo del calore basato sul gas naturale, in modo da garantire, a fronte di una iniziale riduzione dei lucrosi margini preventivati, *“la marginalità del teleriscaldamento di Ferrara per ulteriori 10 anni successivi al 2030”*, *“una marginalità fissa, per i prossimi 17 anni, sul calore generato da fonte geotermica, superiore a quella media degli ultimi 10 anni”* (e in particolare una redditività dell'investimento geotermico superiore al 50% in termini di IRR), nonché al fine di *“migliorare la percezione della convenienza del teleriscaldamento per consentire l'ulteriore sviluppo commerciale previsto sul territorio”*³²².

388. Questa modalità di fissazione dei prezzi appare dunque volta ad appropriarsi dell'ampio surplus creato dall'elevata disponibilità a pagare da parte dei consumatori per un bene essenziale (il calore per riscaldamento in un clima freddo e umido quale quello ferrarese), in un contesto dominato da *switching cost* che rendono nel breve periodo gli utenti della rete di TLR *locked-in* in questo sistema di riscaldamento.

389. In audizione finale e nella Memoria Finale la Parte ha rilevato che la negativa valutazione degli interventi di mitigazione effettuati da Hera – e in particolare della modifica tariffaria intervenuta con l'Addendum – sarebbe viziata da un approccio di verifica *ex-post* degli esiti delle misure. L'approccio corretto sarebbe invece quello di porsi in una prospettiva *ex-ante*, effettuando la valutazione degli interventi di mitigazione al momento in cui le decisioni relative alla loro definizione sono state prese, alla luce del relativo contesto di mercato.

Sul punto va rilevato che, nel contesto di prezzi spot del gas naturale in calo e di aspettative di una drastica riduzione degli stessi a partire al più tardi dal 2024 (con prezzi previsti per il 2024 pari a 0,719 euro/Smc a fronte di quotazioni superiori ai 2 euro per il 2022/23)³²³ di cui Hera aveva piena contezza prima di stipulare l'Addendum³²⁴, la società ha optato per la proposta di un prezzo fisso per il calore di origine geotermica e per la richiesta di benefici addizionali al Comune di Ferrara a proprio vantaggio³²⁵. Hera ha preferito il prezzo fisso di 155 €/MWh alla luce delle sue aspettative *ex ante* di ritorno delle quotazioni del gas naturale a livelli *“coerenti con il precedente periodo precisi”*. Il prezzo fisso è stato, infatti, definito con riferimento a *“un valore superiore al valore medio del costo del gas nel periodo 2010-2020 e, superiore al valore prospettico atteso fino al 2040”* assicurando *“una marginalità attesa certa e costante sulla quota da produzione geotermica, fino al 2040, grazie al prolungamento della Convenzione attuale”*³²⁶. Al contrario, l'adozione di un *cap*

³²² Cfr. presentazione al CdA di Hera, doc. 47 ISP-FE.

³²³ Cfr. doc. 46 ISP-FE, datato 26 settembre 2022, che riporta anche lo scenario al 1° settembre 2022.

³²⁴ Cfr. doc. 40 ISP-FE, datato 24 ottobre 2022, in cui le quotazioni previste del gas al PSV si erano ridotte a 1,23 €/Smc per il IV trimestre 2022 e a 1,516 €/Smc per il periodo gennaio-settembre 2023.

³²⁵ All'inizio di settembre venivano previsti prezzi del gas al PSV estremamente elevati per il quarto trimestre 2022, che si sarebbero tradotti in un prezzo medio del calore pari a 484 €/MWh per il IV trimestre 2022 e di 443 €/MWh per il 2023 (cfr. doc. 46 ISP-FE, che riporta lo scenario del 1/9/22). A ottobre, tuttavia, la situazione era già cambiata e al 24 ottobre 2022, poco prima della firma dell'Addendum, si prevedevano un prezzo medio del calore di 331 €/MWh per IV trimestre 2022 e un valore simile per il 2023 (cfr. doc. 40 ISP-FE).

³²⁶ Si cfr. doc. 47 ISP-FE (la bozza è nel doc. 10 ISP-FE). Una simile presentazione è nelle bozze del Piano Industriale 2023-26 (Cfr. doc. 84 ISP-FE, p. 73).

avrebbe permesso al prezzo del calore di seguire la prevista discesa del prezzo del gas naturale, a beneficio dei consumatori.

Ponendosi dunque nella prospettiva *ex-ante* invocata dalla Parte, emerge che Hera, tra le diverse soluzioni considerate, ha scelto *ex-ante* quella in grado di garantirle significativi benefici nel futuro a fronte della prevista discesa dei prezzi all'ingrosso del gas, peraltro già in atto prima della firma dell'Addendum, e non quella che avrebbe maggiormente protetto i consumatori dalle oscillazioni del prezzo del gas naturale al quale è legato il prezzo di vendita basato sul costo evitato.

390. La soluzione scelta da Hera va quindi valutata alla luce non solo del beneficio immediato dei consumatori, ma anche degli effetti negativi che essa avrebbe prodotto per i cittadini nello scenario previsto di riduzione del prezzo del gas, nell'arco della residua durata della Convenzione, a un multiplo dei benefici ricevuti³²⁷. La mitigazione immediata degli effetti dell'aumento del prezzo del gas sarebbe stata quindi pagata a caro prezzo dai cittadini ferraresi e Hera di questo era ben consapevole al momento della firma dell'Addendum.

Per tale motivo, tale intervento mitigatore di breve periodo non appare idoneo a eliminare il carattere iniquo della condotta in quanto usato opportunisticamente per “*massimizzare l'attuale potere negoziale del gruppo Hera*”³²⁸ al fine di ottenere sostanziali benefici per la società fino al 2040, anche a sacrificio dell'interesse dei consumatori.

391. A conferma di tale inadeguatezza va altresì osservato che, nonostante la riduzione dei ricavi di Hera e quindi dei costi per i consumatori nel 2022 apportata dall'Addendum, nel 2022 è emerso un eccesso di oltre il 40% dei ricavi sul cost-plus. Un'eccessività più contenuta emerge anche per il primo semestre 2023, nonostante la riduzione dei ricavi causata dall'addendum all'inizio del 2023.

392. Questa condotta appare iniqua nella misura in cui ha obbligato i consumatori ferraresi a pagare prezzi del calore che non hanno una ragionevole relazione con i costi di approvvigionamento del calore e ha impedito loro di appropriarsi dei benefici economici dell'utilizzo di una fonte rinnovabile quale il calore geotermico.

Tali benefici sono stati invece incamerati da Hera e utilizzati per compensare i costi di altre reti, all'interno di una logica perequativa dei prezzi del teleriscaldamento offerto da Hera stessa alla quale i cittadini ferraresi non hanno mai dato il proprio esplicito assenso, né riguardo all'an né tantomeno riguardo al *quantum*.

393. I rilievi della Parte riguardanti la diffusione della perequazione negli schemi regolatori di altri servizi e sulla sua inevitabilità a fronte degli elevati costi delle altre reti di teleriscaldamento gestite da Hera non sono condivisibili.

In primo luogo, gli ingenti aumenti di prezzo che sarebbero necessari per la maggior parte delle reti diverse da quella ferrarese qualora si adottassero delle tariffe orientate ai costi (inclusivi di un adeguato rendimento fatto pari al “tasso base”) testimoniano la grave inefficienza di tali reti (a causa del mancato raggiungimento di una sufficiente densità degli allacci o di altri motivi). Appare contrario ad ogni logica economica utilizzare la perequazione per far apparire competitivo un

³²⁷ Ogni 10 €/MWh di riduzione del prezzo base al di sotto del prezzo GEO comporta per Hera un maggior ricavo di circa 11 milioni di euro dal 2026 (anno in cui ci si attendeva l'azzeramento della differenza di MOL) alla fine della Convenzione – cioè di un ammontare circa pari alla riduzione di ricavi stimata nell'ottobre 2022 per il periodo ott. 22 – dic. 23 a seguito dell'introduzione del prezzo fisso.

³²⁸ doc. 47 ISP-FE.

sistema di riscaldamento che chiaramente in tali reti non lo è, invece di mettere in grado gli utenti di tali reti di dotarsi di sistemi di riscaldamento più efficienti³²⁹.

In secondo luogo, la perequazione tra gli utenti connessi alle grandi reti nazionali (ivi incluse le reti di distribuzione locale del gas naturale interconnesse dalla rete di trasporto) appare discendere da generali principi di non discriminazione e di universalità del servizio che potrebbero trovare applicazione all'interno di ciascuna rete di TLR, ma che non hanno ragione di sussistere – se non per scelta aziendale - tra reti di teleriscaldamento differenti non interconnesse tra loro.

394. In ogni caso, va osservato che l'analisi antitrust va circoscritta agli effetti della condotta nel mercato rilevante, che è quello della rete di Ferrara. In questo senso, il fatto che la condotta oggetto del presente procedimento potrebbe aver recato benefici agli utenti di altre reti – che appartengono a mercati rilevanti diversi – appare inconferente ai fini della valutazione dell'illiceità della condotta di Hera nel mercato rilevante di Ferrara nei confronti degli utenti ferraresi.

V.5.7. Conclusioni sull'abusività della condotta di Hera

395. Le analisi svolte sulla base delle evidenze acquisite nel corso del procedimento appaiono confermare la sussistenza della condotta abusiva ipotizzata in sede di avvio del procedimento nella misura in cui le tariffe applicate da Hera per il servizio di teleriscaldamento a Ferrara si configurano come un abuso della posizione dominante in violazione dell'articolo 3, lettera a) della Legge n. 287/90.

Nello specifico, l'abuso della posizione dominante di Hera si sostanzia in una fattispecie di sfruttamento illecito del potere economico della Parte, consistente nell'applicazione di prezzi ingiustificatamente gravosi nei confronti degli utenti del teleriscaldamento.

L'illiceità della condotta di Hera è stata accertata attraverso un'applicazione rigorosa degli articolati standard probatori richiesti dalla giurisprudenza nazionale e comunitaria e, in particolare, dalla c.d. dottrina *United Brands*.

In tema di sproporzione tra i costi e i ricavi (eccessività) sono stati utilizzati vari *test* (differenti insiemi di costi riconosciuti, differenti tassi di rendimento), ciascuno dei quali è stato sviluppato sotto diverse ipotesi (capitale al 'costo storico' e al 'costo storico rivalutato'). L'ampia varietà dei *test* utilizzati ha fornito risultati univoci per il 2022 ma non per il 2023 rispetto alla sussistenza di una significativa sproporzione tra i ricavi e i costi di Hera nell'offerta del servizio di teleriscaldamento a Ferrara nel caso le perdite sulle coperture non siano incluse nei costi riconosciuti rilevanti per l'esercizio. Tale esclusione appare coerente con lo scopo dell'analisi, dato che le coperture non sono state stipulate per mitigare l'oscillazione dei prezzi del calore pagati dai consumatori.

L'iniquità trova la sua radice nella sproporzione di costo generata dall'impiego di un riferimento di prezzo che non ha alcuna relazione forte con i costi di approvvigionamento del calore.

Rileva altresì sottolineare l'utilizzo di un approccio metodologico sempre favorevole alla Parte. Le analisi sono state svolte utilizzando le informazioni e dati trasmessi da Hera, al netto di alcune rielaborazioni ritenute necessarie.

³²⁹ E' appena il caso di notare che giustificare la perequazione sulla base della generica presa di posizione dell'ARERA a favore della perequazione come mezzo per sostenere la competitività del TLR significa travisare o forzare indebitamente la posizione del regolatore.

Infine, si evidenzia che l'illecito concorrenziale risulta in particolar modo significativo considerando che il sistema di Ferrara è un unicum a livello nazionale per la compresenza di tre fonti di approvvigionamento del calore e per l'ampia presenza della componente geotermica che ne accresce il valore di esperimento su larga scala di rete alimentata quasi integralmente da calore geotermico e combustione di rifiuti e quindi da fonti in senso lato "rinnovabili".

Pertanto, l'applicazione di prezzi eccessivi e particolarmente iniqui si pone in netto contrasto con gli obiettivi di sviluppo sostenibile perseguiti dalle politiche per l'energia.

V.6. La condotta di Herambiente

396. In sede di avvio del procedimento si è ritenuto che la complessiva valutazione di una eventuale eccessività dei prezzi praticati da Hera per il servizio di TLR non potesse prescindere da una analisi delle modalità di determinazione dei prezzi di trasferimento del calore tra Herambiente e Hera, anche con riferimento agli effettivi costi di generazione del calore fornito.

Si ipotizzava in particolare che la scelta da parte di Herambiente e di Hera di valorizzare al costo opportunità dell'energia elettrica non prodotta il costo del calore ceduto dal termovalorizzatore alla rete di TLR di Ferrara potesse aver trasferito a Herambiente parte degli extraprofiti eccessivi generati dalla discrasia tra prezzi di vendita del calore e costi di generazione del calore immesso nella rete di TLR.

397. Nel corso dell'istruttoria è emerso come il regolatore, pur considerando il criterio del "costo opportunità" come un criterio ragionevole di allocazione dei costi in un impianto di cogenerazione "a due gradi di libertà" come il termovalorizzatore in questione, ha ritenuto preferibile l'allocazione dei costi sulla base del *work method*, ossia della proporzione della produzione totale di energia termica rappresentata dall'energia ceduta alla rete, valutate in termini di energia elettrica effettivamente prodotta e producibile.

398. Al fine di comprendere se la modalità di fissazione del prezzo del calore prescelta (il costo-opportunità) avesse contribuito all'eccessività dei prezzi praticati da Hera per la fornitura di calore nella rete di TLR di Ferrara, è stato stimato il costo dell'energia termica ceduta alla rete di Ferrara secondo il *work method*.

399. Dalle verifiche effettuate emerge che l'attribuzione di costi secondo il *work method* nel 2021 e nel 2023 avrebbe comportato costi inferiori ai ricavi effettivi da calore e il contrario nel 2022. Tale differenza appare riflettere le fluttuazioni dei ricavi dalla vendita di calore sulla base del "costo opportunità" al variare del prezzo dell'energia elettrica, a fronte della maggiore stabilità dei costi allocati secondo il *work method*.

400. Al fine di pervenire ad un confronto più sistematico dei due metodi appare dunque necessario valutare l'eventuale differenza tra i due metodi nell'arco di un periodo più lungo del singolo anno. Nell'insieme dei tre anni considerati, i ricavi effettivi da cessione del calore al teleriscaldamento, determinati secondo il criterio del costo-opportunità, appaiono inferiori ai costi attribuibili al calore, ammortamenti inclusi, secondo il *work method*.

401. Alla luce di tali risultati, non sembra che il metodo del costo opportunità abbia prodotto ricavi eccessivi dalla fornitura di calore rispetto ai costi di produzione allocabili a tale calore.

402. Non sembrano quindi emergere elementi che consentano di addebitare una condotta abusiva a Herambiente o quantomeno la collaborazione alla presunta condotta abusiva di Hera.

VI. GRAVITÀ E DURATA

403. L'articolo 15, comma 1, della legge n. 287/90 prevede che l'Autorità, nei casi di infrazioni gravi, tenuto conto della loro gravità e durata, disponga l'applicazione di una sanzione amministrativa pecuniaria, fino al dieci per cento del fatturato realizzato in ciascuna impresa o ente nell'ultimo esercizio chiuso anteriormente alla notificazione della diffida adottata ad esito di un procedimento istruttorio.

404. Al fine di quantificare la sanzione occorre tenere presente quanto previsto dall'articolo 11 della legge n. 689/1981, come richiamato dall'articolo 31 della legge n. 287/90, nonché i criteri interpretativi enucleati nelle "Linee Guida sulla modalità di applicazione dei criteri di quantificazione delle sanzioni amministrative pecuniarie irrogate dall'Autorità in applicazione dell'articolo 15, comma 1, della legge n. 287/90" (di seguito, Linee Guida), deliberate dall'Autorità il 22 ottobre 2014.

405. Secondo la consolidata giurisprudenza comunitaria e nazionale, "*per valutare la gravità di un'infrazione, si deve tener conto di un gran numero di fattori il cui carattere e la cui importanza variano a seconda del tipo di infrazione e delle circostanze particolari della stessa*"³³⁰. Tra questi rilevano principalmente la natura dell'infrazione, il ruolo e la rappresentatività sul mercato delle imprese coinvolte, nonché il contesto nel quale le infrazioni sono state attuate³³¹. Ai sensi del punto 14 delle Linee Guida, l'Autorità può tener di ulteriori criteri di qualificazione della gravità, quali *i*) le condizioni di concorrenza nel mercato interessato, *ii*) la natura dei prodotti o servizi, *iii*) la rilevanza dell'effettivo impatto economico o, più in generale, degli effetti pregiudizievoli sul mercato e/o sui consumatori.

406. Quanto alla natura dell'infrazione e dei prodotti e servizi coinvolti, si tratta di una fattispecie di fissazione di prezzi eccessivamente gravosi per il calore fornito mediante il servizio di teleriscaldamento. Hera, che è fornitore monopolista di tale servizio ai cittadini ferraresi allacciati alla rete di teleriscaldamento, ha praticato prezzi del calore largamente superiori ai costi, sfruttando il potere di mercato ex-post detenuto grazie al fatto che il riscaldamento costituisce un servizio essenziale nei mesi invernali e agli ingenti *switching costs* che gli utenti allacciati alla rete di teleriscaldamento dovrebbero sostenere nel breve periodo per accedere ad un sistema di riscaldamento alternativo.

407. Hera è una delle più grandi e note *utilities* italiane, fortemente radicata in Emilia-Romagna, che ha sviluppato la rete di teleriscaldamento di Ferrara, basata sullo sfruttamento del calore di origine geotermica e sul recupero del calore generato dalla combustione dei rifiuti, come una delle proprie eccellenze tecnologiche.

408. L'infrazione è avvenuta in un contesto caratterizzato dal disallineamento delle determinanti dei costi e dei ricavi della rete di Ferrara e dal rapido aumento delle quotazioni del gas naturale cui sono direttamente indicizzati i ricavi - senza alcun meccanismo correttivo o di salvaguardia (quale ad

³³⁰ Cfr., *ex multis*, CGUE, C-100/8 a 103/80 (cause riunite), sentenza del 7 giugno 1983, *Musique Diffusion Française*, para. 120.

³³¹ Cfr., *ex multis*, Consiglio di Stato, sentenze nn. 896 del 9 febbraio 2011 e 5171 e 5172 del 16 settembre 2011, in relazione al caso I694 - *Listino prezzi della pasta*; Corte di Giustizia, sentenza del 15 luglio 1970, C-45/69, *Boehringer Mannheim GmbH c. Commissione*, in Raccolta 1970, p. 769, punto 53. Tale ultima sentenza è stata ripresa e precisata dalla Corte di Giustizia nella sentenza del 7 giugno 1983, cause riunite C-100-103/80, *Musique Diffusion Française*, in Raccolta 1983, p. 1825, nonché nella sentenza del 9 novembre 1983, C-322/81, *Michelin*, in Raccolta 1983, p. 3461.

esempio un *cap*) in caso di aumenti rilevanti di tale prezzo -, ma non i costi. La rete di Ferrara è invece caratterizzata da una peculiare struttura di costo, dove circa il 40% (nel 2022-23 oltre il 50%) del calore è di origine geotermica e ha un costo indipendente dal prezzo all'ingrosso del gas, mentre un altro 40% almeno del calore proviene dal termovalorizzatore e ha un costo il cui livello dipende in maniera parziale e indiretta dal prezzo all'ingrosso del gas.

I prezzi di vendita del calore hanno dunque subito l'intero impatto del rapido aumento delle quotazioni all'ingrosso del gas naturale, a differenza dei costi. Ciò ha provocato un ampliamento del divario prezzo/costo medio totale (comprensivo di ammortamenti) che ha comportato un margine operativo (al netto di ammortamenti e costi indiretti) superiore al 50% nel 2022.

409. In tale contesto, Hera ha messo in atto alcune misure volontarie di riduzione del prezzo del calore nel primo trimestre 2022 e ha rafforzato il *Bonus* Teleriscaldamento che essa volontariamente eroga agli utenti in condizioni economiche disagiate. Inoltre, ha introdotto nell'ottobre 2022 un meccanismo di contenimento del prezzo del calore (un prezzo fisso per la componente geotermica) che ha beneficiato nel breve periodo i consumatori ferraresi ma è stato disegnato *ex-ante* in modo da trasferire a Hera i benefici della discesa dei prezzi del gas naturale (circostanza puntualmente verificatasi già a partire dal febbraio 2023), fissando il livello del prezzo fisso ad un livello largamente superiore ai costi di estrazione e distribuzione del calore di origine geotermica, al fine di garantire una marginalità di tale fonte di calore superiore a quella storica.

410. La condotta di Hera ha avuto un impatto significativo sui consumatori, che hanno pagato prezzi medi che nel 2022 sono risultati superiori di almeno il 45% rispetto ai costi riconosciuti, comprensivi di un equo rendimento sul capitale investito. Le azioni di mitigazione messe in atto da Hera, comportando benefici per poco meno di 5 milioni di euro nel 2022 e poco più di un milione di euro nel 2023, hanno mitigato l'impatto di tali condotte sui consumatori.

411. Come ampiamente indicato nella sezione III.3.7 e V.2, non appare, infine, meritevole di considerazione l'argomentazione secondo cui ai fini sanzionatori si dovrebbe tenere conto del fatto che la condotta asseritamente illecita sarebbe stata imposta e/o facilitata dal Comune, risultando al contrario che la condotta in questione rientrava nella piena disponibilità della Parte, che ha agito in autonomia.

412. Alla luce di quanto osservato, l'abuso di posizione dominante posto in essere da Hera deve, dunque, considerarsi grave.

413. Secondo le *"Linee Guida sulla modalità di applicazione dei criteri di quantificazione delle sanzioni amministrative pecuniarie irrogate dall'Autorità in applicazione dell'articolo 15, comma 1, della legge n. 287/90"* (di seguito, *Linee Guida*), deliberate dall'Autorità il 22 ottobre 2014, la durata dell'infrazione ha un impatto sulle conseguenze pregiudizievoli dell'infrazione e, dunque, risulta meritevole di valorizzazione nella determinazione dell'ammontare appropriato della sanzione. Inoltre, le *Linee Guida* prevedono che *"per le frazioni di anno, la durata sarà calcolata in funzione dei mesi e dei giorni effettivi di partecipazione all'infrazione"*.

414. Per quanto concerne la durata, si può assumere che la condotta in esame abbia avuto inizio nel gennaio 2022, quando il gap tra il prezzo di vendita del calore ferrarese e i relativi costi di generazione si è ampliato a causa del rialzo del prezzo all'ingrosso del gas³³².

³³² Cfr. elaborazioni dei dati Hera alle figure 4, 8 e 10.

In considerazione del fatto che dall'analisi dell'eccessività dei ricavi rispetto al *cost-plus* per il 2023 emerge un livello di eccessività inferiore alle soglie individuate nella giurisprudenza comunitaria e che i risultati relativi al primo semestre 2023 non appaiono sufficientemente robusti rispetto alla variazione dei tassi di rendimento utilizzati e al metodo di valutazione del capitale fisso, si ritiene di dover limitare la durata dell'infrazione al solo anno 2022.

VII. CRITERI PER LA QUANTIFICAZIONE DELLA SANZIONE

415. L'articolo 15, comma 1, della legge n. 287/90 prevede che l'Autorità, nei casi di infrazioni gravi, tenuto conto della loro gravità e durata, disponga l'applicazione di una sanzione amministrativa pecuniaria, fino al dieci per cento del fatturato realizzato in ciascuna impresa o ente nell'ultimo esercizio chiuso anteriormente alla notificazione della diffida adottata ad esito di un procedimento istruttorio.

416. Quanto al calcolo della sanzione, seguendo i punti nn. 7 e seguenti delle Linee Guida, si prende a riferimento il valore delle vendite di beni o servizi interessate dall'infrazione al quale si applica una percentuale determinata in base alla gravità e la durata dell'infrazione. Secondo le Linee Guida, in particolare, tale percentuale deve essere fissata a un livello che può raggiungere il 30% del valore delle vendite, "in funzione del grado di gravità della violazione" (punto 11).

417. Ai sensi del punto 17, al fine di conferire al potere sanzionatorio dell'Autorità il necessario carattere di effettiva deterrenza, con specifico riferimento alle più gravi restrizioni della concorrenza, indipendentemente dalla loro durata e dalla loro effettiva attuazione, l'Autorità potrà considerare opportuno l'inserimento nell'importo base di un ammontare supplementare, compreso tra il 15% e il 25% del valore delle vendite dei beni o servizi oggetto dell'infrazione (c.d. *entry fee*).

418. La quantificazione dell'importo base della sanzione, determinato come precedentemente descritto, potrà altresì essere incrementato per tener conto di specifiche circostanze aggravanti.

419. L'Autorità prenderà in considerazione le circostanze e le condotte poste in essere dalle imprese Parti nel corso del procedimento ai fini della determinazione della sanzione, anche ai sensi di quanto stabilito dall'articolo 11 della Legge 24 novembre 1981, n. 689.

420. Ciò premesso, al fine di quantificare la sanzione occorre tenere presente, oltre a quanto previsto dall'articolo 15, comma 1, sopra citato, anche il disposto dell'articolo 11 della legge n. 689/1981, come richiamato dall'articolo 31 della legge n. 287/90, nonché i criteri interpretativi dettagliati nelle sopra richiamate Linee Guida.

421. In particolare, il punto 7 e seguenti delle Linee Guida, richiedono di prendere a riferimento il valore delle vendite di beni o servizi interessate dall'infrazione, realizzate dall'impresa nel/i mercato/i rilevante/i nell'ultimo anno intero di partecipazione all'infrazione.

422. Nel caso di specie, il valore delle vendite è considerato pari al fatturato (al netto dell'IVA e comprensivo dello sconto fiscale) realizzato per la sola vendita di calore agli utenti allacciati alla rete di Ferrara nel 2022, così come emerge dai conti economici della rete forniti da Hera. Pertanto, il valore delle vendite rilevante nel presente procedimento per Hera risulta pari a 29.403.503,56 euro.

423. Per la determinazione dell'importo base della sanzione, al valore delle vendite come sopra determinato dovrà essere applicata una specifica percentuale individuata in funzione della gravità della violazione, per la quale si rinvia integralmente a quanto rappresentato alla precedente Sezione

VI. Secondo le Linee Guida, in particolare, la proporzione considerata deve essere fissata ad un livello che può raggiungere il 30% del valore delle vendite (punto 11).

424. A questo proposito, si rileva che i comportamenti posti in essere integrano una fattispecie di abuso di sfruttamento e, per le valutazioni già espresse alla precedente Sezione V, una grave violazione dell'articolo 3, comma 1, lettera a) della legge 287/1990. Pertanto, si ritiene di individuare una percentuale del valore delle vendite in funzione della gravità dell'infrazione pari al 7,5% del valore delle vendite.

425. Secondo le Linee Guida, la durata dell'infrazione ha un impatto sulle conseguenze pregiudizievoli della condotta e, dunque, risulta meritevole di valorizzazione nella determinazione dell'ammontare appropriato della sanzione. Inoltre, le Linee Guida prevedono che *“per le frazioni di anno, la durata sarà calcolata in funzione dei mesi e dei giorni effettivi di partecipazione all'infrazione”*. In proposito, sulla base della chiara documentazione in atti, la condotta di Hera assume rilievo ai fini del presente procedimento dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre 2022.

426. L'importo base della sanzione calcolato moltiplicando il valore delle vendite per la percentuale individuata in funzione della gravità dell'infrazione pari al 7,5% e per il coefficiente di durata, pari a 1, è pari a 2.205.263 euro.

427. Tale importo è inferiore al massimo edittale pari al 10% del fatturato totale realizzato dalla società Hera nell'ultimo esercizio disponibile.

428. Secondo il paragrafo 19 delle Linee Guida, l'importo di base della sanzione *“potrà essere incrementato per tener conto di specifiche circostanze che aggravano (circostanze aggravanti) o attenuano (circostanze attenuanti) la responsabilità dell'autore della violazione, con particolare riferimento al ruolo svolto dall'impresa nell'infrazione, alla condotta da essa tenuta nel corso dell'istruttoria, nonché all'opera svolta dall'agente per l'eliminazione o l'attenuazione delle conseguenze della violazione e alla personalità dello stesso, anche alla luce di quanto previsto dall'articolo 11 della legge n. 689/81”*. Viene a tal proposito in rilievo il paragrafo 23 delle Linee Guida, per cui *“Le circostanze attenuanti includono, a titolo esemplificativo: - aver adottato tempestivamente iniziative adeguate per mitigare gli effetti della violazione, in particolare ripristinando le condizioni di concorrenza precedenti all'infrazione e/o prevedendo e attuando, spontaneamente o nel contesto di una transazione consensuale conclusa precedentemente alla decisione di accertamento dell'infrazione, misure risarcitorie in favore dei soggetti danneggiati dall'illecito [...]”*.

429. Hera ha messo spontaneamente in atto misure di riduzione dei prezzi all'inizio del 2022 e un potenziamento del proprio Bonus Teleriscaldamento che possono essere considerate misure volte a mitigare gli effetti della violazione. In ragione di tali interventi, si decrementa l'importo della sanzione base del 10%.

430. Non appare invece possibile considerare gli Impegni da ultimo proposti come una circostanza attenuante, trattandosi di Impegni non ancora attuati per i quali Hera non ha fornito alcun elemento che permetta di vincolarla alla loro attuazione.

431. In considerazione di quanto sopra, l'importo della sanzione irrogata è fissato nella misura di 1.984.736 euro.

Tutto ciò premesso e considerato:

DELIBERA

a) che la condotta posta in essere dalla società Hera S.p.A., attuata dal 1° gennaio al 31 dicembre 2022, consistente nell'applicazione di prezzi ingiustificatamente gravosi nei confronti degli utenti della rete di teleriscaldamento di Ferrara, costituisce un comportamento abusivo della posizione dominante della stessa Hera S.p.A., in violazione dell'articolo 3, lettera a), della legge n. 287/90;

b) di irrogare alla società Hera S.p.A., in ragione della gravità e della durata dell'infrazione, una sanzione amministrativa pecuniaria complessiva pari a 1.984.736 € (unmilionenovecentottantaquattromilasettecentotrentasei euro).

La sanzione amministrativa di cui alla precedente lettera b) deve essere pagata entro il termine di novanta giorni dalla notificazione del presente provvedimento, utilizzando i codici tributo indicati nell'allegato modello F24 con elementi identificativi, di cui al Decreto Legislativo n. 241/1997.

Il pagamento deve essere effettuato telematicamente con addebito sul proprio conto corrente bancario o postale, attraverso i servizi di *home banking* e CBI messi a disposizione dalle banche o da Poste Italiane S.p.A., ovvero utilizzando i servizi telematici dell'Agenzia delle Entrate, disponibili sul sito *internet* www.agenziaentrate.gov.it.

Decorso il predetto termine, per il periodo di ritardo inferiore a un semestre, devono essere corrisposti gli interessi di mora nella misura del tasso legale a decorrere dal giorno successivo alla scadenza del termine del pagamento e sino alla data del pagamento. In caso di ulteriore ritardo nell'adempimento, ai sensi dell'articolo 27, comma 6, della legge n. 689/81, la somma dovuta per la sanzione irrogata è maggiorata di un decimo per ogni semestre a decorrere dal giorno successivo alla scadenza del termine del pagamento e sino a quello in cui il ruolo è trasmesso al concessionario per la riscossione; in tal caso la maggiorazione assorbe gli interessi di mora maturati nel medesimo periodo.

Degli avvenuti pagamenti deve essere data immediata comunicazione all'Autorità, attraverso l'invio di copia del modello attestante il versamento effettuato.

Ai sensi dell'articolo 26 della medesima legge, le imprese che si trovano in condizioni economiche disagiate possono richiedere il pagamento rateale della sanzione.

Il presente provvedimento sarà notificato ai soggetti interessati e pubblicato nel Bollettino dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

Avverso il presente provvedimento può essere presentato ricorso al TAR del Lazio, ai sensi dell'articolo 135, comma 1, lettera b), del Codice del processo amministrativo (Decreto Legislativo 2 luglio 2010, n. 104), entro sessanta giorni dalla data di comunicazione del provvedimento stesso, fatti salvi i maggiori termini di cui all'articolo 41, comma 5, del Codice del processo amministrativo, ovvero può essere proposto ricorso straordinario al Presidente della Repubblica, ai sensi dell'articolo

8 del Decreto del Presidente della Repubblica 24 novembre 1971, n. 1199, entro il termine di centoventi giorni dalla data di notificazione del provvedimento stesso.

IL SEGRETARIO GENERALE

Guido Stazi

IL PRESIDENTE

Roberto Rustichelli

A565 - COMOCALOR/PREZZO DEL TELERISCALDAMENTO*Provvedimento n. 31386*

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 26 novembre 2024;

SENTITO il Relatore, Saverio Valentino;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287 e, in particolare, l'articolo 3;

VISTO il D.P.R. 30 aprile 1998, n. 217;

VISTO il proprio provvedimento n. 30659 del 13 giugno 2023, con il quale è stata avviata un'istruttoria nei confronti delle società ComoCalor S.p.A., Acinque Ambiente S.r.l., e di A2A S.p.A., ai sensi dell'articolo 14 della legge n. 287/1990, per accertare l'esistenza di possibili violazioni dell'articolo 3, comma 1, lettera a) della legge n. 287/1990;

VISTO il proprio provvedimento del 28 novembre 2023, con cui è stato esteso il procedimento nei confronti delle società Acinque S.p.A.;

VISTO il proprio provvedimento del 28 novembre 2023, con cui è stata rigettata la proposta di impegni ritenendo sussistente l'interesse dell'Autorità a procedere all'accertamento dell'infrazione;

VISTA la Comunicazione delle Risultanze Istruttorie e del termine di chiusura della fase di acquisizione degli elementi probatori inviata alle Parti il 3 ottobre 2024;

VISTO il proprio provvedimento del 21 maggio 2024 con cui veniva disposta la proroga del termine di chiusura del procedimento al 29 novembre 2024;

VISTE la memoria conclusiva di ComoCalor S.p.A., pervenuta in data 6 novembre 2024;

SENTITI in audizione finale, in data 11 novembre 2024, i rappresentanti di ComoCalor S.p.A.;

VISTI gli atti del procedimento e la documentazione acquisita nel corso dell'istruttoria;

CONSIDERATO quanto segue:

I. PREMESSA

1. A seguito di alcune segnalazioni, che hanno trovato riscontro anche nel dibattito pubblico e sulla stampa, circa l'aumento delle tariffe del teleriscaldamento (di seguito, "TLR") a partire dagli ultimi mesi del 2021 e nel corso del 2022, in data 13 giugno 2023, l'Autorità ha avviato un procedimento istruttorio nei confronti di ComoCalor S.p.A. (di seguito, "Comocalor"), società del gruppo A2A che gestisce i servizi di TLR nella rete di Como, di Acinque Ambiente S.r.l. (di seguito, "Acinque Ambiente"), da cui Comocalor si approvvigiona di calore e della capogruppo A2A S.p.A. (di seguito, "A2A"), per accertare possibili violazioni dell'articolo 3, lettera a), legge 287/1990. In data 28 novembre 2023 il procedimento è stato esteso ad Acinque S.p.A. che detiene il 51% delle quote di Comocalor S.p.A. e il 100% delle quote di Acinque Ambiente.

II. IL PROCEDIMENTO ISTRUTTORIO

II.1 Le segnalazioni e l'apertura del fascicolo istruttorio

2. A partire dal settembre 2022 sono pervenute alcune segnalazioni che lamentavano l'onerosità delle tariffe del servizio del TLR e le difficoltà di adottare un diverso sistema di riscaldamento. Le segnalazioni denunciavano notevoli aumenti dei corrispettivi richiesti per il servizio, che non parevano giustificabili con l'aumento del costo delle materie prime, in particolare per le reti di teleriscaldamento le cui fonti di calore prevalenti sono diverse dal gas (per esempio quelle alimentate dalla termovalorizzazione dei rifiuti).

3. Sulla base di queste informazioni, in data 8 settembre 2022, la Direzione ha aperto il fascicolo istruttorio A565.

II.2 L'attività preistruttoria e istruttoria

4. Al fine di acquisire elementi utili alla comprensione del fenomeno legato all'aumento dei prezzi del teleriscaldamento, in data 2 dicembre 2022 la Direzione ha inviato una richiesta di informazioni a A2A avente a oggetto le reti di teleriscaldamento appartenenti al gruppo. A2A ha fornito un primo riscontro in data 3 gennaio 2023, integrato con comunicazioni del 7 e 10 febbraio 2023. In data 16 marzo 2023 la Direzione ha inviato una seconda richiesta di informazioni, alla quale la Società ha risposto in data 19 aprile 2023¹.

5. Alla luce degli elementi raccolti in fase preistruttoria, in data 13 giugno 2023, l'Autorità ha avviato, ai sensi dell'articolo 3 della legge n. 287/1990, un procedimento istruttorio nei confronti delle società Comocalor S.p.A., Acinque Ambiente S.r.l., e della capogruppo A2A S.p.A., volto ad accertare possibili violazioni consistenti in politiche tariffarie che hanno condotto negli ultimi mesi del 2021 e nel 2022 a prezzi eccessivamente gravosi per gli utenti della rete di teleriscaldamento di Como².

6. In particolare, la condotta di Comocalor è stata valutata, insieme a quella di altre Società, come potenzialmente abusiva. Comocalor applica agli utenti del servizio di teleriscaldamento una tariffa binomia dove le variazioni, sia della parte fissa che di quella legata al consumo, sono basate sull'evoluzione dei prezzi del gas naturale. Tuttavia, Comocalor produce una quota prevalente del calore tramite termovalorizzazione dei rifiuti, e ricorre, solo in via residuale, al gas naturale. In un contesto dominato da aumenti estremamente significativi del prezzo del gas registrati a partire dagli ultimi mesi del 2021, la formula tariffaria applicata è apparsa in sede di avvio suscettibile di integrare una violazione dell'articolo 3, lettera a) della legge n. n. 287/1990 per la rete di teleriscaldamento di Como, nella misura in cui avrebbe comportato l'applicazione di prezzi eccessivi, generando extraprofiti non giustificati per Comocalor.

7. In data 21 giugno 2023 sono stati svolti accertamenti ispettivi presso la sede amministrativa della Società A2A³ e presso la sede legale di Comocalor⁴.

8. In data 14 luglio 2023, A2A ha presentato una istanza di restituzione e stralcio dal fascicolo istruttorio di alcuni documenti acquisiti presso la propria sede. Tale istanza è stata parzialmente

¹ Cfr. docc. 2-8.3.

² Cfr. docc. 13, 14 e 20.

³ Cfr. docc. 15-19.2.2, 19.2.4-19.2.6, 19.2.8, 19.2.10-19.2.12, 19.2.14, 19.2.16, 19.2.23-19.2.25, 19.2.27-19.2.34.

⁴ Cfr. docc. 24-27.4.

accolta in data 2 agosto 2023, a seguito di un contraddittorio, e detti documenti sono stati restituiti in data 20 ottobre 2023⁵.

9. In data 11 settembre 2023 è pervenuta da parte di A2A una richiesta di proroga del termine per la presentazione degli impegni e in data 12 settembre 2023 è pervenuta la richiesta di proroga da parte di Comocalor⁶. Entrambe le istanze sono state accolte in data 27 settembre 2023⁷.

10. In data 27 ottobre 2023 è pervenuto da parte delle società Comocalor ed Acinque Ambiente un formulario per la presentazione degli impegni ai sensi dell'articolo 14-ter della legge n. 287/1990 relativo al procedimento in oggetto, successivamente integrato in data 8 novembre 2023⁸. L'Autorità ha rigettato gli impegni con delibera del 28 novembre 2023, ritenendo sussistente l'interesse dell'Autorità a procedere all'accertamento dell'infrazione⁹.

11. In data 28 novembre 2023 il procedimento è stato esteso ad Acinque S.p.A. - che detiene il 51% delle quote di Comocalor e il 100% delle quote di Acinque Ambiente - in quanto responsabile dell'attività di direzione e coordinamento di Comocalor e quindi potenzialmente responsabile della condotta oggetto di accertamento.

12. Nel corso del procedimento, la Direzione ha formulato delle richieste di informazioni in data 27 settembre 2023 ad Acinque Ambiente in relazione, *inter alia*, ai prezzi di trasferimento *intercompany* del calore da questa praticati, ottenendo un riscontro in data 12 ottobre 2023¹⁰. Comocalor ha fornito informazioni in relazione ai dati di bilancio in data 17 ottobre 2023¹¹. La Società ha dato riscontro a una seconda richiesta di informazioni riguardante costi e margini in data 18 marzo 2024 con successiva integrazione del 29 marzo 2024¹². Infine, è stata rivolta ad Acinque S.p.A. una richiesta di informazioni riguardante principalmente il funzionamento del termovalorizzatore ("TMV") e la natura dei rapporti societari con Comocalor, alla quale si è ottenuto riscontro in data 12 aprile 2024¹³.

13. Inoltre, allo scopo di ottenere informazioni rilevanti ai fini del procedimento, la Direzione ha sentito in audizione Comocalor e Acinque Ambiente il 21 settembre 2023, il 3 novembre 2023 e il 22 febbraio 2024. A2A è stata sentita il 18 ottobre 2023 e Acinque S.p.A. il 20 marzo 2024¹⁴. A2A ha, inoltre, versato in atti una memoria il 19 aprile 2024¹⁵.

14. Il procedimento istruttorio è stato prorogato in data 21 maggio 2024¹⁶, con termine previsto per il 29 novembre 2024.

⁵ Cfr. doc. 59.

⁶ Cfr. docc. 47 e 48.

⁷ Cfr. docc. 49 e 50.

⁸ Cfr. doc. 60 e 63.

⁹ Cfr. docc. 68 e 69.

¹⁰ Cfr. docc. 51 e 56.

¹¹ Cfr. docc. 54.1 e 57.

¹² Cfr. docc. 82.1, 84-84.3 e 86.

¹³ Cfr. docc. 89 e 92.

¹⁴ Cfr. docc. 54.1, 58.1, 62.1, 82.1 e 89.

¹⁵ Cfr. doc. 99.

¹⁶ Cfr. docc. 95, 96 e 97.

15. La Direzione ha richiesto ulteriori chiarimenti rispetto ai dati forniti da Comocalor in data 9 agosto 2024, e ricevuto riscontro in data 6 settembre 2024¹⁷. In data 7 agosto 2024 sono state acquisite agli atti informazioni fornite dagli utenti del servizio di teleriscaldamento della rete di Ferrara nell'ambito del procedimento A564¹⁸, ritenuti utili ai fini del presente procedimento.

16. Durante l'istruttoria le società coinvolte hanno più volte effettuato l'accesso agli atti¹⁹.

17. Comocalor ha presentato le sue memorie conclusive in data 6 novembre 2024²⁰.

18. Comocalor è stata sentita in audizione finale davanti al Collegio l'11 novembre 2024. A2A ha rinunciato a partecipare all'audizione finale in data 11 novembre 2024.

II.3 Le Parti

19. A2A S.p.A. è la *holding* del gruppo A2A, attivo nella produzione e vendita di energia elettrica, nella distribuzione e vendita di gas naturale, nella raccolta e nel trattamento dei rifiuti e nella realizzazione e gestione di reti di teleriscaldamento. In quest'ultimo settore il gruppo opera attraverso cinque distinte società: A2A Calore e Servizi S.p.A., Linea Green S.r.l. (fino al 31 dicembre 2022), Acinque Tecnologie S.p.A., ComoCalor S.p.A. e Gelsia S.p.A. Il fatturato consolidato realizzato dal Gruppo A2A nel 2023 è stato di circa 15 miliardi di euro.

20. Comocalor S.p.A. è la società cui il comune di Como ha affidato il servizio pubblico di teleriscaldamento. ComoCalor S.p.A. opera nel settore del teleriscaldamento urbano e nella produzione e distribuzione di energia termica nel comune di Como. Le quote di proprietà del capitale dei soci risultano così costituite: 51% posseduto da Acinque S.p.A. e 49% posseduto da Pezzoli Petroli S.r.l. Il fatturato realizzato da Comocalor S.p.A. nel 2023 è stato di circa 4 milioni di euro.

21. Acinque Ambiente S.r.l. è la società del Gruppo Acinque che si occupa della raccolta e del trattamento dei rifiuti nelle province di Como e Varese. Acinque Ambiente offre i servizi fondamentali nella catena del valore e nella gestione dei rifiuti, inclusa la gestione dell'impianto per il recupero di energia dai rifiuti non riciclabili di Como. La Società, nell'esercizio dell'attività di termovalorizzazione, produce inoltre energia termica ed elettrica. Quest'ultima, per la parte non auto consumata, viene ceduta interamente alla società Acinque Energia del Gruppo Acinque, mentre l'energia termica alimenta la rete di teleriscaldamento che a Como è gestita da Comocalor. La Società è soggetta all'attività di direzione e coordinamento della controllante Acinque S.p.A. Il fatturato realizzato da Acinque Ambiente S.r.l. nel 2023 è stato di circa 28 milioni di euro.

22. Il Gruppo Acinque è una *multiutility* che opera nei territori di Como, Lecco, Monza, Sondrio, Udine, Varese e Venezia. Gestisce la vendita e la distribuzione di energia elettrica e gas, il teleriscaldamento, la raccolta e il recupero dei rifiuti, la mobilità elettrica, i progetti per la *smart city*, l'illuminazione pubblica e i servizi a rete. Le attività del Gruppo sono organizzate in tre Business Unit: Vendita e Soluzioni Energetiche, Ambiente e Reti e Infrastrutture. Le attività di guida, indirizzo

¹⁷ Cfr. doc. 106.

¹⁸ Cfr. docc. 78.

¹⁹ Cfr. docc. 44bis, 45bis, 55, 66, 75, 77, 84bis, 88, 92, 101, 130, 138, 141.

²⁰ Cfr. docc. 133 e 133.A.

strategico, coordinamento e controllo della gestione industriale, i servizi a supporto del *business* e dell'operatività sono in capo alla *holding*, Acinque S.p.A. Acinque S.p.A., frutto dell'aggregazione fra le utilities di Como, Monza, Lecco, Sondrio e Varese, è quotata alla Borsa di Milano dal 1999, con A2A azionista di riferimento e partner industriale. Il fatturato consolidato del gruppo Acinque del 2023 ammonta a 650 milioni di euro.

III. LE RISULTANZE ISTRUTTORIE

III.1 Il settore del teleriscaldamento

III.1.1 Funzionamento e diffusione

23. Il teleriscaldamento è un servizio di riscaldamento/raffrescamento degli edifici residenziali, terziari e commerciali e di produzione di acqua calda igienico-sanitaria, basata sulla produzione centralizzata di energia termica che viene poi trasmessa mediante una rete di tubazioni a un insieme di utenti relativamente vicini tra loro (la rete di distribuzione locale del calore), ma distanti anche alcuni chilometri dalla fonte di produzione del calore.

24. Le componenti essenziali di una rete²¹ di teleriscaldamento sono dunque (i) gli impianti di generazione del calore che sostengono il carico di base, (ii) le caldaie di integrazione e riserva, che gestiscono i picchi di domanda e le fermate degli impianti di base, (iii) la rete di distribuzione primaria del calore dagli impianti di generazione alle aree di fornitura del calore e (iv) la rete secondaria di distribuzione del calore che si diparte da quella primaria e raggiunge le utenze, presso le quali sono posizionati gli scambiatori di calore²². Per sua natura un sistema di teleriscaldamento è dunque un sistema a rete, realizzato prevalentemente su suolo pubblico al servizio di un comparto urbano esistente o programmato.

25. Oggetto del contratto di fornitura del servizio di teleriscaldamento non è quindi un combustibile (gas naturale, gasolio, pellet ecc.) o una fonte energetica (energia elettrica) che sono utilizzati per produrre energia termica – come accade in tutti i sistemi di riscaldamento/raffrescamento alternativi al teleriscaldamento – ma l'energia termica stessa (calore, prevalentemente). La fornitura avviene sulla base di contratti di somministrazione (generalmente di medio-lungo periodo) e il sistema è gestito in modo da consentire, nei limiti di capacità del sistema stesso, l'allacciamento alla rete di ogni potenziale cliente secondo principi di non discriminazione²³.

26. In Italia il teleriscaldamento è concentrato in Trentino Alto Adige, Valle d'Aosta, Piemonte, Lombardia, Emilia-Romagna e Veneto. La produzione del calore può avvenire attraverso la combustione di combustibili fossili, rifiuti o biomassa in una centrale termica o in un impianto di cogenerazione, oppure mediante l'estrazione da una sorgente geotermica o il riscaldamento di un

²¹ La rete di TLR è una rete chiusa, connessa all'impianto (o agli impianti) di generazione del calore attraverso una doppia rete di tubature: il calore prodotto dagli impianti di generazione circola nella rete attraverso un fluido vettore (acqua calda o surriscaldata a temperature che dipendono dalle specifiche tecniche della rete, vapore). Il fluido vettore distribuisce il calore agli utenti mediante le tubature di "mandata", e ritorna alla centrale, ormai raffreddato, attraverso le tubature di "ritorno". Nella centrale il fluido è nuovamente riscaldato e il ciclo ricomincia.

²² Lo scambiatore è di proprietà del distributore del calore e delimita il confine tra la rete di teleriscaldamento e la rete dell'utente.

²³ Cfr. IC46 - *Indagine conoscitiva sul settore del teleriscaldamento*, §§. 1-2. Questa definizione "ristretta" esclude i sistemi di produzione centralizzata e distribuzione di calore all'interno di reti interne private (reti interne di stabilimenti industriali, supercondomini, complessi ospedalieri, complessi terziari-commerciali).

fluido mediante energia solare (c.d. solare termico). Nel 2021-2022 oltre il 70% dell'energia termica immessa in rete è stata prodotta mediante fonte fossile. Biomasse, biogas e bioliquidi e rifiuti urbani hanno permesso di produrre il 22,3% dell'energia termica immessa in rete nel 2021 e il 23,1% di quella immessa nel 2022. Complessivamente, oltre il 65% dell'energia termica è stato prodotto in impianti di cogenerazione che consentono la contemporanea produzione di energia elettrica e calore.

III.1.2 Il quadro normativo e l'evoluzione delle forme di regolamentazione del TLR

27. Come argomentato più ampiamente nell'Indagine Conoscitiva sul teleriscaldamento pubblicata dall'Autorità nel 2014 (IC46), la rete di distribuzione del calore ha ingenti costi di costruzione e manutenzione e può essere considerata un monopolio naturale a livello locale, nel senso che la sua duplicazione sarebbe antieconomica. Pur essendo astrattamente possibile immaginare assetti concorrenziali nella produzione e nella vendita di calore²⁴, le reti di teleriscaldamento italiane, tranne rare eccezioni²⁵, hanno una struttura verticalmente integrata, in cui il gestore della rete immette nella propria rete di distribuzione e vende ai clienti finali calore prodotto direttamente o acquistato da società che fanno parte del medesimo gruppo a un prezzo ("prezzo di trasferimento") definito da appositi contratti *intercompany*.

28. Proprio in ragione della sua natura di monopolio naturale a livello locale, spesso il servizio di TLR è gestito nell'ambito di schemi concessori, nei quali il servizio è, esplicitamente o implicitamente, qualificato come servizio pubblico locale. Ciò avviene sia nei casi in cui il TLR è gestito dalla stessa società che ha già la concessione del servizio di distribuzione del gas, sia nei pochi casi in cui gas e TLR sono distribuiti da soggetti differenti.

29. Nell'ambito degli schemi concessori attivati dai comuni, vi sono forme di regolamentazione sia delle connessioni (in genere, previsioni di non discriminazione e di obbligo di connessione, specificando in quali casi l'utente deve corrispondere il contributo di allacciamento), sia dei prezzi. Riguardo ai prezzi, una previsione ricorrente è l'agganciamento della tariffa del TLR al prezzo regolato delle forniture di gas metano ai clienti domestici. Ciò può riguardare il solo meccanismo di aggiornamento di un prezzo base definito nel Contratto di Servizio, oppure il livello del prezzo del servizio di TLR. In quest'ultimo caso, si richiede che il prezzo del TLR sia sostanzialmente pari al prezzo regolato del gas, tenuto conto dei costi evitati di manutenzione ecc. In assenza di Convenzioni, la determinazione del prezzo del servizio è esplicitamente lasciata alla libertà del gestore.

30. Il decreto legislativo 4 luglio 2014 n. 102, come successivamente modificato e integrato, ha recepito nell'ordinamento nazionale la Direttiva europea 2012/27/UE di promozione dell'efficienza energetica, attribuendo all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito, "ARERA") specifiche funzioni in materia di teleriscaldamento e teleraffrescamento. In particolare, i poteri di regolazione conferiti all'Autorità attengono (cfr. articolo 10, commi 17 e 18 e articolo 9, vari commi): alla continuità, qualità e sicurezza del servizio, nonché degli impianti e dei sistemi di contabilizzazione; ai criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento delle utenze alla rete; alle modalità per l'esercizio del diritto di scollegamento; alle modalità con cui i gestori delle reti

²⁴ Cfr. sezioni 3.3 e 3.4 di IC46, cit.

²⁵ In alcune situazioni – per esempio, le reti di Piacenza, Mantova e Aosta – una parte significativa del calore immesso nella rete proviene da impianti di cogenerazione o da impianti industriali (calore di recupero) appartenenti a società terze rispetto al gruppo di cui fa parte il gestore della rete.

rendono pubblici i prezzi per la fornitura del calore, per l'allacciamento, per la disconnessione e per le attrezzature accessorie; alle condizioni di riferimento per la connessione alle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, al fine di favorire l'integrazione di nuove unità di generazione del calore e il recupero del calore utile disponibile in ambito locale; ai criteri e alle modalità per la fornitura ai clienti finali di teleriscaldamento, teleraffrescamento e acqua calda per uso domestico di contatori di fornitura; alla disciplina relativa ai documenti di fatturazione, nonché all'accesso alle informazioni sulla fatturazione e ai dati di consumo. Ai sensi del decreto legislativo n. 102/2014, l'ARERA esercita altresì i poteri di controllo, ispezione e sanzione previsti dalla legge 14 novembre 1995 n. 481, nonché i poteri sanzionatori di cui all'articolo 16 del decreto legislativo n. 102/2014.

31. Con la deliberazione n. 277/2023/R/tlr, l'ARERA ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di regolazione tariffaria del servizio di teleriscaldamento, con l'obiettivo di pervenire a una regolazione di tipo *cost-reflective* nel settore. Tale iniziativa dell'ARERA si fonda sulla modifica normativa intervenuta in sede di conversione in legge del DL PNRR (DL 24 febbraio 2023, n. 13, convertito in Legge 21 aprile 2023, n. 41) che riformulava l'articolo 10, comma 17, lettera e), del Decreto legislativo n. 102/2014 ampliando le competenze dell'ARERA sul settore del teleriscaldamento e attribuendo all'ARERA il potere di stabilire *“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”*. Tale modifica normativa, a sua volta, ha fatto seguito all'indagine conoscitiva sul teleriscaldamento avviata dall'ARERA a marzo del 2022 e conclusasi a novembre con la segnalazione a Governo e Parlamento 568/2022/I/TLR, in cui tale Autorità evidenziava potenziali criticità sia in relazione alle dinamiche di mercato, sia, in alcuni casi, all'iniquinà dei prezzi applicati²⁶.

32. Nell'ambito del procedimento di regolazione, l'ARERA ha pubblicato un primo documento di consultazione il 3 agosto 2023, n. 388/2023/R/tlr, illustrando gli orientamenti iniziali per la definizione del metodo tariffario transitorio, da applicare nelle more della successiva determinazione di un metodo tariffario definitivo, prevedendo che tale “periodo transitorio” avesse inizio non prima del 1° gennaio 2024.

33. Il 24 novembre 2023 è stato pubblicato un secondo documento di consultazione n. 546/2023/R/tlr, nel quale le iniziali proposte di regolazione sono state ulteriormente sviluppate, al fine di identificare criteri semplificati per la definizione delle tariffe nel periodo transitorio per assicurare un'adeguata gradualità nell'introduzione del regime di tariffe regolate, in linea con quanto previsto dall'articolo 10, comma 18 del Decreto legislativo n. 102/2014. Il 28 dicembre 2023, con la delibera n. 638/2023/R/tlr, l'ARERA ha, quindi, approvato il metodo tariffario teleriscaldamento per il periodo transitorio 1° gennaio 2024 - 31 dicembre 2024. Con tale provvedimento è stata confermata l'adozione di un approccio multifase, prevedendo: (i) di applicare, per il periodo transitorio (compreso tra il 1° gennaio 2024 e il 31 dicembre 2024), un vincolo ai ricavi basato su

²⁶ Cfr. Allegato A all'indagine conoscitiva dell'ARERA (Delibera 02 novembre 2022 547/2022/R/tlr), §. 6.5: *“Oltre a quanto evidenziato in merito al funzionamento del mercato, nell'ambito dell'indagine conoscitiva sono emerse delle potenziali criticità in merito all'equità dei prezzi applicati. Come evidenziato nel Capitolo 5, nelle reti caratterizzate dall'utilizzo di fonti energetiche con bassi costi variabili (rifiuti e geotermico), all'incremento dei prezzi del servizio (tipicamente indicizzati alle quotazioni del gas naturale) non è seguito un corrispondente aumento dei costi variabili di produzione. La divaricazione tra il livello di costi e ricavi ha determinato una crescita significativa dei margini destinati alla remunerazione del capitale investito, con potenziali extraprofiti per gli operatori del settore.”*

logiche di costo evitato, la metodologia di definizione dei prezzi più diffusa nel settore, con la contestuale introduzione di meccanismi correttivi volti a superare le criticità individuate nell'ambito dell'indagine conoscitiva; e (ii) di avviare un procedimento per la definizione del metodo tariffario a regime (a partire dal 1° gennaio 2025), con l'obiettivo di definire il vincolo ai ricavi sulla base dei costi del servizio di teleriscaldamento.

34. Il 30 maggio 2024, l'ARERA ha pubblicato un nuovo documento di consultazione n. 214/2024/R/tlr nel quale sono illustrati gli orientamenti iniziali per la definizione della metodologia tariffaria da applicare a regime, quindi a far data dal 1° gennaio 2025. In tale documento sono state approfondite varie tematiche tra cui: (i) la metodologia tariffaria da utilizzare per la definizione del vincolo ai ricavi; (ii) le modalità di trattamento degli impianti di cogenerazione; e (iii) le modalità di valorizzazione dell'energia ottenuta tramite il recupero di calore di scarto. L'ARERA ha, inoltre, annunciato che provvederà a predisporre un ulteriore documento di consultazione, al fine di approvare il provvedimento finale di regolazione "a regime" entro il mese di dicembre 2024, rispettando quindi il termine previsto nella menzionata delibera n. 638/2023/R/tlr per la conclusione del procedimento.

III.1.3 Le normative nazionali e regionali volte a promuovere lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento sul territorio

35. Sin dagli anni '80 il legislatore è intervenuto tramite normative nazionali e regionali con previsioni volte a promuovere lo sviluppo delle reti di TLR sul territorio, in considerazione del fatto che l'incentivazione dell'efficienza nella produzione e utilizzazione del calore potesse rappresentare una fonte di risparmio energetico per il sistema economico. Gli interventi normativi in materia di teleriscaldamento hanno avuto a oggetto contributi sia finalizzati a ridurre i costi di investimento e di esercizio della rete, che a premiare il contributo all'efficienza energetica generato dallo sviluppo di tali sistemi di riscaldamento²⁷.

36. L'obiettivo di promozione della diffusione di reti di teleriscaldamento è stato poi perseguito tramite il meccanismo dei cd. certificati bianchi²⁸. Il sistema, entrato in vigore nel 2004²⁹, costituisce il principale strumento di promozione dell'efficienza energetica in Italia e consiste nell'emissione di certificati "bianchi", che corrispondono a titoli negoziabili certificanti il conseguimento di risparmi negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento dell'efficienza energetica. Al fine di incentivare il teleriscaldamento, è stato previsto il rilascio di certificati bianchi anche alle unità di cogenerazione, ovvero quelle unità che generano simultaneamente energia elettrica (o meccanica) e termica per le reti di teleriscaldamento.

37. Tra le normative che hanno avuto un impatto sulla diffusione del teleriscaldamento rientrano certamente quelle relative al perseguimento dell'efficienza energetica nell'edilizia. In particolare, la normativa italiana ha favorito l'implementazione delle reti di teleriscaldamento, equiparandole, a

²⁷ La legge del 1982 è stata la prima a prevedere degli incentivi statali volti a promuovere l'utilizzo del teleriscaldamento, introducendo dei contributi a fondo perduto per la realizzazione di studi di fattibilità di impianti TLR e per la loro successiva attuazione. I contributi statali previsti da tale legge sono stati rifinanziati fino al 1995.

²⁸ I certificati bianchi, così come gli abrogati certificati verdi, integrano degli incentivi "in conto esercizio", in quanto finalizzati a ridurre i costi relativi alle reti di TLR o premiare il contributo dato all'efficienza energetica (a differenza dei contributi in conto capitale, che sono finalizzati all'incremento dei mezzi patrimoniali dell'impresa, senza essere necessariamente correlati all'obbligo di effettuazione di specifici investimenti o alla copertura delle perdite d'esercizio).

²⁹ Istituiti in Italia con il d.m. 20 luglio 2004 elettricità e gas, i certificati bianchi sono entrati in vigore nel gennaio 2005.

certi fini, a impianti di produzione di calore basati su fonti rinnovabili. In questo senso, il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28³⁰ ha disposto con l'articolo 11 un obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, stabilendo l'inapplicabilità di tale obbligo nel caso in cui l'edificio fosse allacciato a una rete teleriscaldamento che ne coprisse l'intero fabbisogno di calore per il riscaldamento ambienti e per la fornitura di acqua calda³¹. L'articolo 22 aveva invece istituito un Fondo di Garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

38. Ulteriori incentivi di carattere economico sono stati introdotti con il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, attuativo della direttiva 2012/27/UE e con il decreto legislativo n. 47, adottato in attuazione della direttiva (UE) 2018/410 del Parlamento europeo e del Consiglio. Inoltre, nell'ambito del PNRR è stato previsto un finanziamento di progetti per lo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento. A tale scopo, il 28 luglio 2022, il Ministero della Transizione Ecologica ha stanziato degli investimenti pari a 200.000.000 di euro per la costruzione di nuove reti e/o estensione di reti esistenti, attribuite tramite bandi.

Teleriscaldamento nella regione Lombardia

39. Lo sviluppo di reti di teleriscaldamento ha subito un impulso anche grazie a iniziative regionali. Con riferimento alla Lombardia, fin dal 1999 sono stati selezionati progetti di realizzazione di reti di teleriscaldamento, sulla base di appositi bandi che descrivono le caratteristiche dei progetti finanziabili. Attualmente, la Lombardia rientra tra le 9 regioni³² ammesse al finanziamento disposto dal Ministero della Transizione Ecologica in attuazione del PNRR.

40. Inoltre, la regione Lombardia aveva già nel 2008³³ implementato l'obbligo, nel caso di edifici pubblici e privati di nuova costruzione ovvero in occasione di nuova installazione o di ristrutturazione di impianti termici, di progettare e realizzare l'impianto di produzione di energia termica in modo tale da coprire almeno il 50% del fabbisogno annuo di energia primaria richiesta per la produzione di acqua calda sanitaria attraverso impianti alimentati da fonti di energia rinnovabile; nonché stabilendo che la quota del 50% del fabbisogno annuo di energia richiesta per la produzione di acqua calda sanitaria fosse da considerare rispettata, qualora l'acqua calda sanitaria derivasse da una rete di teleriscaldamento³⁴. Tale obbligo è stato successivamente modificato, stabilendosi che gli impianti di produzione di energia termica dovessero garantire il contemporaneo rispetto della copertura, tramite il ricorso a energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, del 50% dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria e del 50% della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento, e che tale obbligo non si applicasse qualora l'edificio fosse allacciato a una rete di teleriscaldamento che ne copra

³⁰ Il decreto legislativo n. 199 del 2021 ha modificato il decreto legislativo 28/2011. Il contenuto dell'articolo 11 è tutt'ora vigente in quanto confluito nell'articolo 26, decreto legislativo 199/2021.

³¹ L'equiparazione del riscaldamento a mezzo di TLR a quello effettuato tramite fonti rinnovabili ai fini dell'adempimento dell'obbligo di cui all'articolo 11 citato è stabilito dall'allegato 3, co. 5 del medesimo decreto legislativo 28/2011 (ad oggi la medesima previsione è stata riprodotta all'articolo 2, co. 4, all. 3, decreto legislativo 199/2021).

³² Le Regioni ammesse sono: Toscana, Veneto, Emilia-Romagna, Lombardia, Piemonte, Trentino, Liguria, Lazio e Sardegna.

³³ Delibera giunta regionale n. 8/8745 del 22/12/2008.

³⁴ Cfr. D.g.r. citata, articolo 6.5.

l'intero fabbisogno di calore per il riscaldamento degli ambienti e la fornitura di acqua calda sanitaria³⁵.

III.2 La concorrenza tra sistemi alternativi di riscaldamento

41. Nel caso del teleriscaldamento, l'assetto verticalmente integrato della fornitura del servizio fa sì che non esista concorrenza tra fornitori del "bene di consumo" (combustibile o vettore energetico) compatibile con il bene durevole e quindi con il sistema di riscaldamento scelto. Di conseguenza, l'unica forma di concorrenza possibile è quella proveniente dai sistemi alternativi di riscaldamento.

42. Vi è un'ampia gamma di sistemi di riscaldamento alternativi applicabili al riscaldamento centralizzato e/o individuale tra i quali il consumatore può scegliere. A differenza del teleriscaldamento tali sistemi sono accomunati dalla circostanza che tutti comportano la produzione dell'energia termica da parte dell'utente.

43. Il processo concorrenziale tra sistemi alternativi di riscaldamento può esplicarsi in due momenti: (a) al momento della scelta del sistema da installare nella propria abitazione di nuova costruzione o ristrutturata, il consumatore mette in concorrenza tra loro i diversi sistemi di riscaldamento (concorrenza "ex ante"); (b) una volta effettuata la scelta del sistema di riscaldamento e acquistati le componenti durevoli, il consumatore valuta la possibilità di cambiare sistema di riscaldamento (concorrenza "ex post").

44. Come evidenziato in precedenza, il settore del teleriscaldamento è stato favorito nella concorrenza *ex ante* dalla normativa statale e regionale vigente volta a promuoverne l'adozione, e dall'adozione nelle Concessioni comunali di una formula tariffaria che ne agganciasse i prezzi a quelli del concorrente più prossimo e cioè il riscaldamento tramite caldaia a gas naturale. Ai fini del presente procedimento, tuttavia, ciò che interessa maggiormente è la concorrenza che si sviluppa *ex post*, cioè una volta che il teleriscaldamento è stato scelto da un consumatore come sistema di riscaldamento. Tale concorrenza è fortemente influenzata dagli *switching cost* che riducono la capacità della concorrenza potenziale dei sistemi alternativi di ostacolare l'esercizio del potere di mercato da parte del gestore del teleriscaldamento.

III.2.1 La concorrenza ex post e gli switching costs

45. In linea generale, i generatori di calore e le reti di trasporto fino al consumatore sono specifici ai singoli sistemi³⁶, mentre le tubature interne agli stabili e agli appartamenti dove scorre l'acqua calda e i corpi radianti possono essere utilizzati indifferentemente da vari sistemi, anche se in modo talvolta inefficiente. La presenza di importanti componenti durevoli specifiche ai singoli sistemi (per esempio scambiatori, caldaie, tubature per l'acqua calda o per il combustibile) rende i differenti sistemi incompatibili tra loro. Nella misura in cui non esiste un mercato secondario delle componenti durevoli, gli investimenti in tali componenti rappresentano investimenti irrecuperabili che creano degli *switching costs*.

³⁵ Cfr. articolo 1, D.g.r. 18 novembre 2019 - n. 11/2480. La previsione citata è stata modificata, stabilendo che "per quanto riguarda gli immobili destinati ai servizi abitativi pubblici o sociali, di cui alla l.r. 16/2016, non è più ammessa la possibilità di deroga dall'obbligo di installazione dei suddetti dispositivi a seguito di interventi di riqualificazione energetica degli edifici o di allaccio al teleriscaldamento". In particolare, è stato specificato che "la deroga sarà possibile solo in presenza, come previsto per i condomini privati, di una relazione tecnica che dimostri la mancanza di convenienza dell'installazione, in termini di costi-benefici, a causa della situazione specifica dell'edificio".

³⁶ Un generatore cogenerativo può tuttavia essere utilizzato da sistemi differenti.

46. A tali *switching costs* monetari occorre aggiungere poi gli eventuali ostacoli di carattere normativo che possono rendere più difficoltoso lo *switching* verso altri sistemi di riscaldamento, i costi di transazione, nonché eventuali *bias* cognitivi (per esempio, il c.d. *present bias*³⁷ o *l'endowment effect*³⁸) che potrebbero limitare l'apprezzamento dei vantaggi di lungo periodo di tecnologie più efficienti del teleriscaldamento e, quindi, della relativa convenienza economica.

Switching costs monetari

47. Gli *switching costs* monetari verso un sistema di riscaldamento alternativo sono: (a) costi di disconnessione contrattuali, attualmente regolati dal “*Testo Unico della Regolazione dei criteri di determinazione dei corrispettivi di allacciamento e delle modalità di esercizio da parte dell'utente del diritto di recesso per i servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento*” (c.d. TUAR, contenuto nell'allegato A alla del. 463/2021 e s.m.i.), che per i contratti sottoscritti dopo il 1° giugno 2018 li limita al solo corrispettivo di salvaguardia; (b) il costo di acquisto delle apparecchiature necessarie a utilizzare un'altra tecnologia di produzione del calore³⁹, ivi inclusa l'eventuale connessione alla rete di distribuzione del combustibile o vettore energetico (gas, GPL, elettricità); (c) il costo di costruzione dei locali necessari all'alloggiamento della caldaia e dell'eventuale deposito di combustibile, qualora essi non siano già presenti / disponibili. Affinché il passaggio dal teleriscaldamento a una tecnologia di riscaldamento alternativa sia conveniente, il risparmio di spesa permesso da tale tecnologia deve essere superiore a tali *switching costs*.

48. L'ARERA ha fornito una stima degli *switching cost* verso le moderne caldaie a condensazione a gas naturale nella propria indagine conoscitiva sul teleriscaldamento. Assumendo che non vi siano né costi di disconnessione, né costi di adeguamento dell'edificio o di collegamento alla rete gas, né benefici fiscali o di altro genere legati al TLR, e attribuendo le spese di gestione e manutenzione annuali al costo della fornitura del calore con la tecnologia alternativa, lo *switching cost* si riduce al costo della nuova caldaia a condensazione, il quale, nelle ipotesi dell'ARERA⁴⁰, per una utenza condominiale “tipo”⁴¹ è pari a 21.600 euro. Tale valore, tenuto conto dei benefici fiscali, della durata della caldaia e dei consumi attesi, si trasla in un costo attualizzato di realizzazione dell'impianto alternativo di poco più di 20.000 euro (ammortamenti inclusi), corrispondente, sulla base dei

³⁷ In presenza di *present bias*, detto anche *hyperbolic discounting*, le decisioni vengono prese per ottenere una gratificazione immediata, ignorando le possibilità di guadagno differite nel tempo. Questo atteggiamento influenza i comportamenti in molte aree della vita quotidiana tra le quali le scelte economiche legate ai risparmi e ai flussi economici futuri.

³⁸ La tendenza ad attribuire a un bene che già possediamo un valore superiore rispetto al prezzo che saremmo disposti a pagare per acquistare quello stesso bene.

³⁹ I costi irreversibili di entrata nel sistema, per quanto irrecuperabili, possono legittimamente essere inclusi – per la porzione non ancora ammortizzata – nel calcolo di convenienza relativo alla scelta di cambiare sistema di riscaldamento, in particolare se i decisori sono soggetti a vincoli finanziari (cfr. McAfee R.P., Mialon H.M., Mialon S.H. (2010): *Do Sunk Costs Matter?*, *Economic Inquiry*, 48(2), pp. 323-336).

⁴⁰ Più precisamente, l'ARERA (i) ha determinato il costo specifico di installazione della caldaia a condensazione a gas naturale sulla base del massimale di costo per il riconoscimento degli incentivi fiscali di cui all'Allegato I del decreto del ministero dello sviluppo economico 6 agosto 2020, pari a 180 €/kW; (ii) ha assunto che non vi fossero ulteriori costi di adeguamento dell'edificio al nuovo sistema di fornitura del servizio (es. adeguamento locali e impianto termico di edificio, collegamento alla rete gas); (iii) ha assunto una vita utile per la caldaia di 15 anni; (iv) ha considerato un tasso reale di sconto (costo opportunità del capitale) pari al 4%; (v) ha considerato benefici fiscali pari a una detrazione fiscale del 50% dei costi di investimento, ripartita su un periodo di 10 anni (cd. “bonus caldaia”).

⁴¹ Potenza pari a 120 kW e consumo annuo di 144 MWh.

consumi di una utenza condominiale “tipo” lungo la vita della caldaia, a 9,3 €/MWh. Tale costo rappresenta il minimo risparmio che deve essere garantito dalla produzione di calore con una caldaia a condensazione affinché sia conveniente lasciare il teleriscaldamento.

49. Secondo ARERA, fino al secondo trimestre 2021 incluso, la mediana dei prezzi di listino dell’energia termica fornita con il teleriscaldamento è stata inferiore al prezzo soglia (costo evitato del riscaldamento con caldaia a condensazione, comprensivo di *switching cost*), segnalando (i) la presenza di un numero significativo di offerte in cui la presenza di *switching costs* rendeva poco conveniente l’abbandono del teleriscaldamento e (ii) che solo una minoranza di offerte risultava caratterizzata da un prezzo dell’energia termica inferiore o uguale al costo evitato. Nel periodo ottobre 2021-marzo 2022 la mediana dei prezzi del teleriscaldamento si era invece portata al di sopra del prezzo soglia, rendendo conveniente lo *switching* per gran parte delle offerte di teleriscaldamento. ARERA attribuisce l’assenza di *switching* massicci da un lato all’incertezza circa la durata di tale situazione, dall’altro alla razionalità limitata dei consumatori e alla difficoltà che questi ultimi affrontano nel confrontare i prezzi delle possibili alternative⁴².

50. Dall’analisi istruttoria emerge che oltre alle ipotesi formulate dall’ARERA, e confermate nell’ambito del procedimento, che attribuiscono alla razionalità limitata dei consumatori e all’incertezza la mancanza di *switching*, esistono altri fattori piuttosto rilevanti che spiegano l’inerzia degli utenti: i) la stima dell’ARERA rappresenta il minimo costo di *switching*, che si rileva spesso essere più elevato, ii) l’esistenza di ostacoli di tipo normativo molto rilevanti.

51. La stima fornita dall’ARERA deve essere considerata un limite minimo per il vantaggio di costo che il sistema alternativo deve garantire affinché sia conveniente lo *switching*. Da un lato, infatti, essa non include i costi di installazione e messa in opera delle nuove caldaie e gli eventuali costi di installazione delle canne fumarie e allaccio delle caldaie condominiali alla rete di distribuzione del gas metano⁴³. Dall’altro lato, la normativa nazionale e regionale vigente sembrerebbe di fatto vietare lo *switching* verso tecnologie meno efficienti del teleriscaldamento in termini di consumi di energia primaria e di emissioni in atmosfera e richiederebbe un significativo contributo da fonte rinnovabile (cfr. *infra*). Da questo punto di vista, il raffronto dovrebbe essere effettuato con un sistema ibrido, costituito da una caldaia a condensazione affiancata da un impianto fotovoltaico e/o una pompa di calore. Ciò comporta un aumento del costo base del sistema di generazione alternativo e quindi anche del vantaggio di costo richiesto al sistema alternativo al teleriscaldamento per giustificare lo *switching*⁴⁴.

⁴² Cfr. §. 4.11 dell’Indagine Conoscitiva dell’ARERA, allegato A: “Gli *switching costs* non possono essere eliminati e pertanto, per assicurare un esito concorrenziale del mercato, è necessario rafforzare la trasparenza dei costi nella fase antecedente alla stipula del contratto di fornitura, rendendo più semplice il confronto tra i prezzi dei diversi servizi di climatizzazione disponibili. Al riguardo va peraltro considerato che il numero di utenti che recede dal servizio di teleriscaldamento è estremamente ridotto anche nelle realtà in cui i differenziali di prezzo potrebbero compensare gli *switching costs*. La scarsa propensione degli utenti al passaggio a servizi alternativi, anche in presenza di vantaggi di natura economica, sembrerebbe confermare la difficoltà per gli utenti di comparare i prezzi dei servizi di climatizzazione.”

⁴³ Cfr. Allegato A, §. 4.5 dell’Indagine Conoscitiva dell’ARERA.

⁴⁴ Si noti che la normativa vigente (per esempio, l’Allegato IV al d.lgs. n. 199/2021) richiede degli elevati livelli minimi di efficienza per gli impianti ibridi, circostanza che concorre ad aumentare il costo di tali impianti.

Gli ostacoli normativi allo switching

52. La normativa nazionale e regionale italiana in tema di uso efficiente delle risorse energetiche contiene un importante plesso normativo volto al contenimento del consumo di energia degli edifici, aggiornato secondo le direttive europee.

53. La normativa prevede, di fatto, un confronto tra le opzioni che soddisfano i requisiti minimi di efficienza media stagionale o di efficienza di generazione (per la mera sostituzione del generatore) previsti dal decreto legislativo 192/2005⁴⁵, e prescrive la scelta di quella che permette di contenere maggiormente l'utilizzo di fonti non rinnovabili e i consumi energetici totali, tenuto conto dei costi relativi. Il confronto in questione non può prescindere dalla considerazione delle prestazioni dell'eventuale rete di teleriscaldamento efficiente cui l'edificio esistente è collegato e quest'ultimo può essere chiaramente avvantaggiato rispetto a un sistema centralizzato basato su caldaie a condensazione a gas laddove il calore da teleriscaldamento provenga in maniera sostanziale da fonti rinnovabili, come accade a Como. In tali situazioni, la soluzione alternativa al mantenimento dell'allaccio al teleriscaldamento deve essere identificata in impianti ibridi, più costosi della sola caldaia a condensazione a gas metano.

54. Inoltre, i valori dei consumi di energia primaria da fonte non rinnovabile e dei consumi totali di energia primaria concorrono, assieme alle caratteristiche edilizie, a determinare la prestazione energetica e la classe energetica corrispondentemente assegnata all'edificio e alle unità immobiliari che lo compongono, che ne influenza anche il valore di mercato.

55. In altri termini, il peso delle fonti rinnovabili nel teleriscaldamento di Como agisce come un ostacolo all'abbandono del teleriscaldamento, alla luce degli obiettivi di riduzione del consumo energetico degli edifici perseguiti dalla legislazione nazionale e comunitaria e dei corrispondenti stringenti requisiti imposti in caso di modifica dell'impianto termico esistente.

56. Infine, l'allacciamento a una rete di teleriscaldamento efficiente consente, sia per la normativa nazionale (cfr. allegato III d.lgs. n. 199/2021) che per quella regionale, di soddisfare automaticamente gli elevati requisiti di apporto di energia termica da fonti rinnovabili ivi previsti per gli edifici di nuova costruzione o sottoposti a una ristrutturazione rilevante. Tale circostanza potrebbe disincentivare i condomini che prevedono di doversi sottoporre nel prossimo futuro a una ristrutturazione rilevante a disconnettersi dalla rete di teleriscaldamento per evitare di incorrere in ulteriori costi per adeguarsi alla normativa più recente in tema di efficienza energetica. La medesima normativa, peraltro, incentiva l'allacciamento al teleriscaldamento.

57. Ulteriori ostacoli all'abbandono del teleriscaldamento all'interno di un condominio sono creati dalla necessità di raggiungere le maggioranze previste dalla legge in caso di passaggio dell'intero

⁴⁵ In particolare, l'articolo 4, comma 5, del DPR n. 59/2009, recante il regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del decreto legislativo n. 192/2005 stabilisce che "nel caso di nuova installazione e ristrutturazione di impianti termici o sostituzione di generatori di calore [in edifici esistenti], si procede al calcolo del rendimento globale medio stagionale dell'impianto termico e alla verifica che lo stesso risulti superiore al valore limite riportato al punto 5 dell'allegato C al decreto legislativo. Nel caso di installazioni di potenze nominali del focolare maggiori o uguali a 100 kW, è fatto obbligo di allegare alla relazione tecnica di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo [192/2005], una diagnosi energetica dell'edificio e dell'impianto nella quale si individuano gli interventi di riduzione della spesa energetica, i relativi tempi di ritorno degli investimenti, e i possibili miglioramenti di classe dell'edificio nel sistema di certificazione energetica in vigore, e sulla base della quale sono state determinate le scelte impiantistiche che si vanno a realizzare." . Questa previsione è stata ribadita e ampliata dall'Allegato 1 al citato Decreto 26 giugno 2015 sui requisiti minimi.

condominio a un sistema di riscaldamento alternativo al teleriscaldamento e dalle regole che governano il distacco individuale⁴⁶.

58. Il passaggio dal teleriscaldamento alle caldaie individuali per tutto il condominio (con conseguente rimozione dello scambiatore) appare richiedere l'unanimità dei condòmini, a meno che non sia possibile dimostrare che un sistema di moderne caldaie individuali sia energeticamente più efficiente e non comporti emissioni significativamente maggiori dell'attuale sistema di teleriscaldamento (nel qual caso la decisione potrebbe beneficiare della maggioranza semplice prevista dall'articolo 26 della legge n. 10/1991). Assente tale dimostrazione, la decisione di abbandono del riscaldamento centralizzato richiede che tutti i condòmini contemporaneamente esercitino il proprio diritto potestativo di distacco dalla rete di teleriscaldamento.

59. Quanto invece al distacco individuale dal sistema di teleriscaldamento cui è allacciato il condominio, esso è condizionato alla dimostrazione che il distacco dall'impianto di TLR non determini notevoli squilibri di funzionamento dell'impianto stesso o aggravii di spesa per gli altri condòmini, come stabilito dall'articolo 1118 del Codice civile e confermato dalla Corte di Cassazione⁴⁷. A seguito del distacco, tuttavia, *“il condomino [...] rimane obbligato a pagare le sole spese di conservazione di quest'ultimo - quali, ad esempio, quelle di sostituzione della caldaia -, perché l'impianto centralizzato è comunque un accessorio di proprietà comune, al quale egli potrà, in caso di ripensamento, riallacciare la propria unità immobiliare”*⁴⁸. Tali spese, potrebbero comunque dissuadere il distacco individuale.

Ostacoli allo switching legati alla razionalità limitata dei consumatori e alle preferenze non monetarie.

60. Come emerge dalle risposte dei condòmini acquisite dal fascicolo del procedimento A564⁴⁹ riguardante un presunto caso di prezzi eccessivi sulla rete di teleriscaldamento di Ferrara, gli elevati costi iniziali da sostenere per cambiare sistema di riscaldamento costituiscono un disincentivo tale per i consumatori da scoraggiare ulteriori approfondimenti⁵⁰. Come argomentato dalla letteratura

⁴⁶ In linea generale, l'abbandono del sistema di teleriscaldamento da parte dell'intero condominio con contemporanea adozione di una caldaia centralizzata va qualificato come un atto di amministrazione straordinaria. Esso richiede quindi, come previsto dagli articoli 1120 e 1136 c.d., il voto favorevole di tanti condòmini che rappresentino la maggioranza degli intervenuti all'assemblea condominiale e almeno i due terzi del valore dell'edificio se vi sono già delle parti comuni dedicate o facilmente dedicabili alla caldaia condominiale. Tuttavia, qualora dovessero essere modificate le destinazioni delle parti comuni (ad esempio, per creare un adeguato locale caldaia), allora la necessità di rispettare l'ultimo comma dell'articolo 1120 (*“Sono vietate le innovazioni [...] che rendano talune parti comuni dell'edificio inservibili all'uso o al godimento anche di un solo condomino”*) non permette di escludere a priori che la decisione di modifica della tecnologia di riscaldamento richieda l'unanimità.

⁴⁷ Cfr. sentenze della Corte di Cassazione. n. 7708 del 2007; n. 15079 del 2006; n. 5974 del 2004 e n. 22285 del 2016.

⁴⁸ Ordinanza della Corte di Cassazione n. 26185/2023, pubblicata in data 8 settembre 2023.

⁴⁹ Cfr. docc. 103-103.15.

⁵⁰ Cfr. doc. 103.9, *“In merito all'individuazione dei costi si specifica quanto segue: la soluzione della disconnessione dal teleriscaldamento e l'installazione di caldaie a gas condominiali prevedrebbe diversi lavori ingenti, tra cui a titolo esemplificativo: allacci alla rete gas, acquisto e installazione caldaie, messa a norma locali, installazione canne fumarie, rifacimento colonne di distribuzione negli edifici, eventuale adeguamento impianti interni agli appartamenti; l'adeguamento degli impianti interni, attualmente composti da radiatori ad alta temperatura, andrebbe effettuato ove si prevedesse di passare a un sistema di distribuzione a bassa temperatura (a pavimento, a fan coil) per meglio sfruttare l'efficienza di una caldaia a condensazione; già senza approfondimenti la spesa per la modifica degli impianti esistenti risulta ingente, pertanto non si è proseguito con l'individuazione precisa degli stessi e nemmeno con l'individuazione dei successivi costi manutentivi, gestionali ed amministrativi.”*

teorica e dimostrato da quella empirica⁵¹, il cosiddetto “*energy efficiency paradox*”⁵² – l’incapacità dei consumatori di adottare tecnologie energeticamente più efficienti – nasce anche da alcuni *bias* cognitivi. Tra questi, la tendenza dei consumatori a impiegare implicitamente nei propri ragionamenti tassi di sconto molto elevati, che portano ad attribuire ai futuri benefici apportati dalle tecnologie più efficienti un peso minore rispetto al peso dei costi legati all’investimento iniziale o alle commissioni di uscita.

61. Rilevano inoltre le preoccupazioni circa il processo di cambiamento e le tempistiche⁵³, l’inerzia dei consumatori, e il maggiore valore associato a ciò che è già in proprio possesso rispetto a ciò che si deve acquistare.

62. In linea con quanto descritto in precedenza, le ulteriori ragioni per cui i condomini di Ferrara non hanno effettuato il passaggio a una fonte di riscaldamento differente sono gli ostacoli di tipo normativo⁵⁴ che disincentivano il passaggio a un sistema meno efficiente, i costi in termini di certificazione di efficienza energetica⁵⁵, la reticenza a passare a un sistema individuale per gli elevati costi legati alle regole condominiali e ai requisiti tecnici⁵⁶.

⁵¹ H. Allcott et al., Behavior and energy policy, Science (2010); H. Allcott et al., *The short-run and long-run effects of behavioral interventions: experimental evidence from energy conservation*, American Economic Review (2014); H. Allcott et al., *Evaluating behaviorally-motivated policies: experimental evidence from the light bulb market*, American Economic Review (2015).

⁵² Jaffe, A. B., & Stavins, R. N. (1994). *The energy-efficiency gap. What does it mean?*. Energy policy, 22(10), 804-810).

⁵³ Cfr. doc. 103.9, “Anche per la definizione precisa delle tempistiche servirebbe un progetto e si prospetterebbe comunque una mancanza di riscaldamento e acqua calda sanitaria molto prolungata nel tempo; ulteriore disagio per i condomini sarebbero i lavori, che oltre agli androni e ai vani scala potrebbero interessare anche le parti esclusive (in molti casi gli impianti interni sono quelli originali e l’allaccio con parti di nuova realizzazione risulta essere sempre problematico). Ovviamente sarebbe da considerare tra questi anche la non applicabilità dello sconto governativo (agevolazione legge 448/1998 articolo 8, c.10 lett. f).”.

⁵⁴ Cfr. doc. 103.9, “Al momento la discussione è rimasta a carattere informativo, per cui non sono state necessarie maggioranze per la deliberazione della disconnessione dal servizio di teleriscaldamento. Si specifica tuttavia, che un invalicabile ostacolo riscontrato appare di carattere normativo: difatti, per il rifacimento di un impianto termico nel caso di disconnessione dal teleriscaldamento, sarebbe necessaria la redazione di un progetto che comprenda la cosiddetta Relazione tecnica ex Legge 10 (articolo 28 della legge 9 gennaio 1991, n. 10) a firma di un termotecnico, che deve attestare la prestazione energetica attuale e finale del sistema edificio-impianto e conseguentemente dichiarare un miglioramento. La normativa a vari livelli (europea, nazionale e regionale) impedisce di fatto il peggioramento della prestazione energetica, quindi nel caso di rifacimento degli impianti si deve giustamente trovare un sistema maggiormente prestante: partendo da classi energetiche B/C come sopra evidenziato (conseguenti all’utilizzo della fonte energetica del teleriscaldamento) appare chiaro che un sistema più prestante risulta di difficile realizzazione e molto costoso. Ciò significa quindi che non è possibile la sostituzione della fonte energetica del teleriscaldamento con sole caldaie a condensazione (singole o condominiali) ma servirebbero sistemi ibridi (gas/PdC) o con sole pompe di calore collegati a pannelli solari/fotovoltaici.”.

⁵⁵ Cfr. doc. 103.9, “Tra i costi andrebbero inoltre considerati gli eventuali deprezzamenti degli immobili: infatti, attualmente, nonostante il condominio sia stato costruito attorno al 1970, molti degli appartamenti risultano essere in classe energetica D per il solo fatto di essere teleriscaldati; il passaggio ad una fonte energetica come il gas porterebbe a un declassamento di classe energetica che si rifletterebbe sul valore degli immobili (si vedano successivamente gli ostacoli di carattere normativo).”.

⁵⁶ Cfr. doc. 103.9, “Per quanto riguarda i costi a carico del singolo condomino, la tecnologia del teleriscaldamento, unita alla conformazione del condominio e la suddivisione condominiale dei millesimi del riscaldamento per la quota non a consumo fanno sì che al singolo condomino rimanga una quota fissa da pagare per il mantenimento degli impianti molto elevata (20-30%), anche in caso di distacco. Non sono stati approfonditi costi per installazione di caldaie individuali in quanto il passaggio a caldaie singole a gas risulta di quasi impossibile attuazione per la conformazione degli impianti interni e per la considerevole incidenza dei lavori impiantistici ed edili connessi, nuovi impianti interni, canne fumarie, radiatori, tracce, demolizioni e rifacimenti di pareti, pavimenti, ecc., (a titolo esemplificativo si fa presente che i radiatori sono attualmente dimensionati per una temperatura dell’acqua molto elevata, tale da non poter sfruttare al meglio le moderne caldaie a condensazione, progettate per funzionare alla massima efficienza a temperature di mandata più basse) non essendo proseguito l’interesse, non sono stati valutati oneri manutentivi e gestionali.”.

III.3 La condotta contestata

63. Nella presente sezione vengono illustrati gli elementi fattuali strumentali per la valutazione delle condotte oggetto di accertamento. In particolare, verrà illustrata la politica tariffaria (sezione III.3.1), i tassi di *switching* (sezione III.3.2), e i costi (sezione III.3.3) di Comocalor. Inoltre, in considerazione degli *standard* probatori definiti dalla giurisprudenza in tema di prezzi ingiustificatamente gravosi - il *test* a due fasi c.d. *United Brands* - verranno analizzati i margini e i rendimenti (sezione III.3.4), effettuato il confronto tra costi e ricavi della società con il metodo del *cost-plus* (sezione III.3.5).

III.3.1 La politica tariffaria

64. Comocalor S.p.A. è la società cui il comune di Como ha affidato il servizio pubblico di teleriscaldamento. Attualmente la rete si sviluppa nella zona sud di Como, nei quartieri di Camerlata, Muggiò, Rebbio, Breccia e Albate, per una lunghezza totale di 18 chilometri, il calore è fornito a circa 130 utenti (nel 2023). Gli utenti della rete si suddividono in utenti residenziali e utenti non residenziali (di tipo commerciale, industriale e pubblico). La rete di Como è considerata una rete di piccole/medie dimensioni ed eroga circa 30 GWh di energia termica all'anno.

65. Comocalor gestisce il servizio di TLR nella città di Como in forza di una concessione trentennale stipulata nel 1986 con il comune di Como e operativa dal 1990. Al tempo della concessione Comocalor era partecipata dal comune di Como. Successivamente, è entrata a far parte del gruppo ACSM (oggi Acinque S.p.A.) che gestiva anche la distribuzione del gas nel medesimo comune.

66. Alla scadenza della concessione, nel 2020, è stata accordata a Comocalor una proroga di due anni fino ad ottobre 2022, alle condizioni previste dal contratto firmato tra le parti a giugno 2021. Successivamente (a ottobre 2022), in assenza di una riassegnazione della concessione, il comune di Como ha richiesto a Comocalor di proseguire la gestione del servizio di teleriscaldamento anche per la stagione termica 2022/2023 e 2023/2024 alle stesse condizioni previste dal contratto di proroga sottoscritto per la stagione precedente. In attesa della finalizzazione dei contratti, il servizio è stato svolto da Comocalor in regime di proroga di fatto.

67. Nella documentazione acquisita in corso d'ispezione, è emerso che le modalità di fissazione dei prezzi del calore agli utenti da parte di Comocalor sono definite dalla convenzione. La convenzione indica sia i parametri in base ai quali determinare il prezzo sia le relative modalità di aggiornamento. L'articolo 10 della convenzione stabilisce che *“il Concessionario, adotterà nella definizione del prezzo del calore il criterio di sostanziale equiparazione di detto prezzo al costo finale di produzione del calore da parte dell'utente con propria caldaia a metano fornito dalla rete urbana di Como per la stessa classe d'uso o d'utenza.”*. Tale criterio è stato scelto allo scopo di *“favorire al meglio l'azione di coordinamento tra teleriscaldamento e sistema gas”* e di *“conseguire l'ottimale integrazione tra i due sistemi”*. In altre parole, come espressamente dichiarato all'articolo 5 della convenzione, la tariffa ha l'obiettivo di tutelare il nascente sistema di teleriscaldamento dalla concorrenza del sistema a metano. L'articolo 5 sancisce: *“onde assicurare un più razionale coordinamento tra i due sistemi energetici [gas e teleriscaldamento], il Comune e l'ACSM dovranno evitare situazioni di concorrenza con il Concessionario nelle zone di influenza del teleriscaldamento [...]”*.

68. I parametri che costituiscono la formula e i criteri di aggiornamento non sono mai stati rivisti dal 1986, nonostante la convenzione preveda espressamente che il concessionario, previa

approvazione del Comune, possa applicare all'utenza prezzi del calore determinati secondo criteri o misure diversi da quelli previsti qualora le condizioni del mercato lo consigliassero (articolo 10)⁵⁷.

69. La tariffa binomia applicata da Comocalor, così come previsto nella convenzione, è costituita da una quota fissa annua relativa alla portata impegnata di acqua surriscaldata⁵⁸ e una quota proporzionale relativa ai prelievi di calore effettuati⁵⁹. Il prezzo del calore è determinato come un prezzo monomio che viene poi ripartito tra quota fissa e quota proporzionale energia in misura del $[29-42\%]$ * circa e del $[58-71\%]$ circa per gli utenti residenziali. Entrambe le componenti sono indicizzate al prezzo del gas, anche la quota fissa risulta indicizzata alle quotazioni del gas proprio perché deriva dalla scomposizione del prezzo monomio. In base alle dichiarazioni rilasciate durante l'accertamento ispettivo, la quota fissa è determinata in modo da assicurare che ciascun cliente impegni la potenza che effettivamente utilizzerà per evitare sovraccarichi e non ha dunque lo scopo di coprire gli investimenti effettuati⁶⁰.

70. La Figura 1 mostra il prezzo al pubblico imposto da Comocalor, a confronto con quello di altre reti di teleriscaldamento, nel periodo oggetto di accertamento. Dal quarto trimestre del 2021 in poi, il prezzo di Comocalor si è mantenuto al di sopra del prezzo medio calcolato con la formula di "costo evitato gas" proposta da ARERA nell'indagine conoscitiva⁶¹ e al di sopra del prezzo medio delle reti del gruppo A2A, al quale Comocalor appartiene.

⁵⁷ Cfr. doc. 27.2.7.

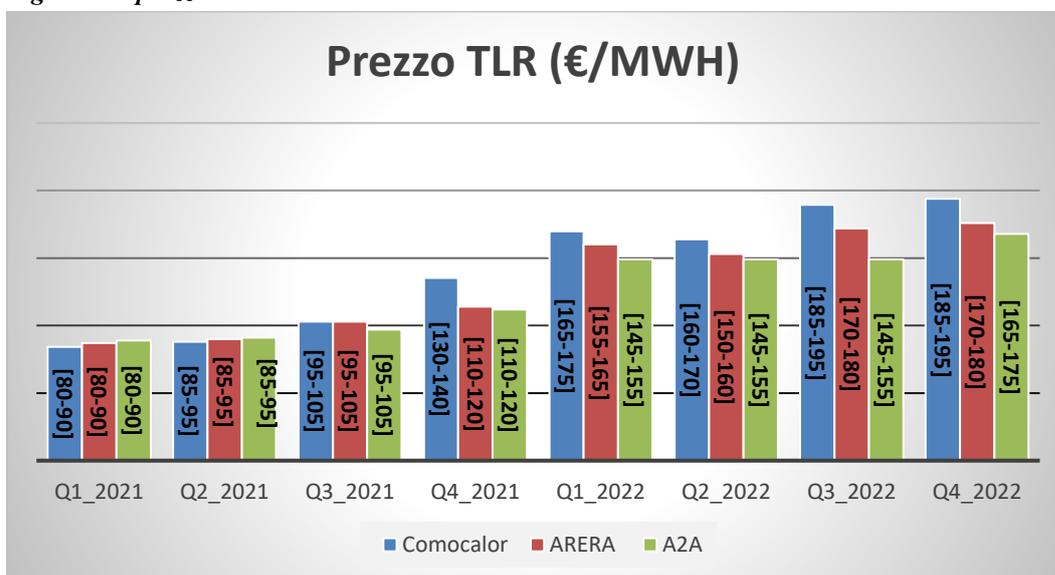
⁵⁸ Tale quota è ottenuta moltiplicando la portata impegnata per il corrispettivo unitario C_f . $C_f = [omissis]$.

⁵⁹ Tale quota è ottenuta moltiplicando le megacalorie misurate da contatore per il corrispettivo unitario C_p . $C_p = [omissis]$. Si veda la nota a piè di pagina precedente per la definizione dei parametri.

* Nella presente versione alcuni dati sono omessi, in quanto si sono ritenuti sussistenti elementi di riservatezza o di segretezza delle informazioni.

⁶⁰ Cfr. doc. 27.3.

⁶¹ Tale prezzo non è inclusivo delle misure correttive previste dall'ARERA nel regime transitorio di regolamentazione dei prezzi per le reti di teleriscaldamento il cui calore proviene da fonti non fossili ma è inclusivo delle misure di contenimento dei prezzi del riscaldamento a gas messe in campo dal Governo a partire dal gennaio 2022, come la riduzione dell'IVA al 5% e l'azzeramento degli oneri di sistema.

Figura 1: I prezzi del TLR nel 2021 e nel 2022

La figura mostra l'evoluzione dei prezzi di Comocalor per gli utenti residenziali, della media dei prezzi delle altre reti di TLR di A2A e del costo medio calcolato con la formula di "costo evitato gas" proposta dall'ARERA⁶².

71. I prezzi di Comocalor sono aumentati tra il primo trimestre 2021 e il primo trimestre 2022 del 102%, mentre tra il 2022 e il 2021 l'aumento è stato del 75%. Per le reti di A2A Calore & Servizi, tra cui alcune alimentate interamente a gas, gli aumenti dei prezzi sono stati più contenuti, rispettivamente del 67% nel primo trimestre 2022 rispetto al primo trimestre 2021 e del 58% tra il 2022 e il 2021.

72. Le differenze tra i prezzi di Comocalor e quelli delle altre reti di TLR di A2A dipendono principalmente dal fatto che i prezzi praticati da A2A Calore & Servizi riflettono le fonti di provenienza del calore, ossia sono indicizzati ad una formula che è una media ponderata tra l'andamento del prezzo del gas (combustibile utilizzato per il calore prodotto da impianti a gas) e l'andamento del PUN (ricavo di riferimento del mercato elettrico all'ingrosso e che rappresenta il "costo opportunità" per il calore prodotto da fonti non fossili). Inoltre, A2A ha bloccato i prezzi praticati agli utenti allacciati alle reti di TLR di A2A Calore & Servizi e di Linea Green nel secondo e nel terzo trimestre 2022 mantenendoli uguali a quelli del primo trimestre. Nel quarto trimestre 2022, nella formula di indicizzazione del prezzo del teleriscaldamento di A2A Calore & Servizi è stato bloccato l'aggiornamento della componente indicizzata al prezzo dell'energia elettrica (PUN), con un *cap* a [150-250] €/MWh. Comocalor, invece, non ha adottato alcuna misura di contenimento

⁶² Il prezzo trimestrale di Comocalor è stato stimato ricostruendo il prezzo monomio del calore a partire dai dati forniti dalla Società sulla quota proporzionale. I prezzi medi delle reti di A2A sono stati estrapolati dalla documentazione raccolta in ispezione presso A2A. Fino a settembre 2022 tutte le reti adottavano formule tariffarie in cui il prezzo variava trimestralmente in base alle variazioni annunciate dall'ARERA relativamente alle condizioni economiche del servizio gas. A partire dal 1° ottobre 2022, data a partire dalla quale l'ARERA ha modificato il valore di riferimento per la determinazione della componente materia prima nelle forniture gas del servizio di tutela, tali società hanno modificato il proprio indicatore di riferimento, adottando per l'aggiornamento dei prezzi la media mensile del prezzo PSV *day ahead*.

dei prezzi e applica una tariffa indicizzata al solo prezzo del gas, che quindi non riflette la fonte di provenienza del calore.

III.3.2 I tassi di switching nella rete di Como

73. La Tabella 1 evidenzia la bassa variabilità nel tempo del numero di utenti allacciati alla rete di TLR di Como, con un decremento lievemente più accentuato nel 2023. Nel 2022 il [5-10%] degli utenti ha effettuato un reclamo (non necessariamente in relazione ai prezzi praticati) e nel 2023 la percentuale di disattivazioni è stata del [5-10%].

74. Le utenze della rete di Comocalor sono costituite, in termini di consumo di energia termica, per il [40-50%] da condomini, per il [20-30%] da strutture pubbliche, per il [1-10%] da clienti industriali e per il [15-25%] da esercizi commerciali. Pertanto, le disattivazioni mostrate in Tabella 1 catturano alternativamente il passaggio ad un sistema di riscaldamento differente oppure la cessazione dell'attività industriale o commerciale. Tale circostanza potrebbe spiegare un tasso di disattivazioni nel 2023 maggiore per i clienti industriali ([15-25%]), rispetto ai clienti commerciali/istituzionali⁶³ ([1-10%]) e residenziali ([1-10%]).

Tabella 1: Numero di utenze della rete di Como tra il 2019 e il 2023

	2019	2020	2021	2022	2023
Utenti	150	148	145	141	131
Residenziali	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]
Industriali	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]
Commerciali/Istituzionali	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]
Scollegamenti		[omissis]	[omissis]		
Disattivazioni	[omissis]		[omissis]	[omissis]	[omissis]
Reclami			[omissis]	[omissis]	

III.3.3 I costi di Comocalor

75. La prima parte della rete di teleriscaldamento di Como è stata realizzata negli anni '70 e veniva alimentata dal calore prodotto dall'inceneritore, costruito pochi anni prima nel 1968. Nel 1986 è stata completata un'importante modernizzazione dell'inceneritore e nel 1997 è stata realizzata una seconda linea di incenerimento. Nel 2001 viene installata la turbina a vapore per la produzione di energia elettrica. In questa nuova configurazione non si parla più di inceneritore, ma di termovalorizzatore. Nel 2010 è messo in funzione l'impianto di recupero energetico da fumi.

76. La rete di Como gestita da Comocalor è alimentata prevalentemente da calore proveniente dal termovalorizzatore di proprietà di Acinque Ambiente, che rappresentava il [75-95%] del calore utilizzato nel 2021 e il [75-95%] del calore utilizzato nel 2022, e in via residuale da calore proveniente da combustibile gas. La proporzione mensile tra fonti (gas e TMV) per la produzione di

⁶³ In particolare, per quanto riguarda questa categoria si evince dai documenti agli atti che nel 2023 Comocalor non serve più utenze pubbliche (a eccezione di un'azienda ospedaliera), che invece rappresentavano il [1-10%] dei consumi nel 2022. Il tasso di disattivazioni registrato è pertanto attribuibile almeno in parte a tale circostanza.

calore è stabilita dando la priorità al calore prodotto dal termovalorizzatore. Il ricorso al gas avviene nelle situazioni in cui limiti tecnici non permettono il pieno utilizzo del calore prodotto dal termovalorizzatore⁶⁴.

77. Le caldaie a gas per la produzione di calore sono di proprietà di Comocalor, che tramite un contratto di affitto di ramo d'azienda ne concede la gestione ad Acinque Ambiente. Di fatto, Comocalor acquista da Acinque Ambiente sia il calore prodotto dal termovalorizzatore sia il calore prodotto tramite le caldaie a gas. Acinque Ambiente acquista il gas utilizzato per la produzione di calore da [omissis].

78. Il termovalorizzatore di Como tratta circa 95.000 tonnellate di rifiuti all'anno mediante due linee di processo. L'impianto produce in cogenerazione energia elettrica (39 GWhe, di cui il 70% circa ceduta alla rete di trasmissione nazionale) ed energia termica (36.266 GWhe) utilizzata per il teleriscaldamento.

79. L'energia termica da combustione dei rifiuti proveniente dal termovalorizzatore di Como si distingue in tre diverse categorie: i) il calore ottenuto con il recupero energetico da fumi, un cascame termico proveniente dai fumi della combustione che viene recuperato a valle della depurazione e trasferito all'acqua surriscaldata; ii) il calore in esubero, vapore prodotto dalle caldaie che, a causa del sottodimensionamento della turbina rispetto al vapore prodotto, non può essere trasformato in energia elettrica⁶⁵; iii) quando queste due fonti di calore non sono sufficienti a garantire il servizio di teleriscaldamento, prevalentemente in inverno, si ricorre al calore spillato dalla turbina, in altre parole si preleva parte del vapore utilizzabile per produrre energia elettrica per destinarlo al teleriscaldamento.

80. Nella documentazione acquisita agli atti del procedimento⁶⁶ è emerso che anche il prezzo di trasferimento del calore *intercompany* è stato definito in accordo con il comune di Como. I criteri di determinazione di tale prezzo sono stati modificati negli anni di pari passo con l'evoluzione dell'impianto.

81. In un primo momento, il prezzo di trasferimento del calore era pari al costo marginale della produzione dello stesso, più una componente che teneva conto della parte dei costi fissi dell'inceneritore attribuibile alla produzione del calore, delle spese di fornitura sostenute dal comune di Como, degli introiti derivanti dall'autoproduzione elettrica, degli investimenti per le opere energetiche.

82. L'addendum del 1997 alla convenzione con il comune di Como modificava le regole di fornitura di calore, e introduceva il principio per cui il calore fosse valorizzato al mancato guadagno dalla produzione di elettricità. Comocalor e Acinque Ambiente (che gestisce il termovalorizzatore) sono due società distinte, con diversa compagine azionaria. Ciò ha reso necessario valorizzare secondo criteri di mercato il calore prodotto dal termovalorizzatore e ceduto a Comocalor. Infatti, dall'entrata in funzione della turbina a vapore per la produzione di energia elettrica, l'immissione di calore nella rete di TLR avrebbe comportato un sacrificio in termini di produzione di energia elettrica.

⁶⁴ Cfr. docc. 27.3 e 82.1.

⁶⁵ Il termovalorizzatore ha disponibilità di quantitativi aggiuntivi di vapore (c.d. esubero), grazie all'ampliamento dell'impianto di combustione avvenuto negli anni 2000, [omissis].

⁶⁶ Cfr. docc. 27.2.12 e 27.2.15.

83. Il criterio introdotto nel 1997, iniziò ad essere applicato nel 2002 e contestualmente veniva definito il nuovo prezzo di cessione del vapore a seguito della sottoscrizione, da parte di ACSM S.p.A. (oggi Acinque S.p.A.), della convenzione per la cessione di energia elettrica in regime di incentivazione c.d. CIP6/92⁶⁷. In tale periodo, a causa del significativo costo del calore fornito dal termovalorizzatore, fu intensificato l'utilizzo delle caldaie di integrazione a gas, al fine di sfruttare la fonte energetica in quel momento più economica. Attualmente, tali caldaie vengono invece utilizzate per gestire i picchi di domanda, considerato che il profilo di produzione del termovalorizzatore è piuttosto piatto.

84. Nel corso dell'anno 2010 è venuta a scadenza la convenzione CIP6/92 con conseguente venire meno del regime incentivante collegato alla cessione di energia elettrica e necessità di determinare il nuovo prezzo di cessione del vapore con un "Nuovo accordo integrativo e modificativo all'atto di disciplina della fornitura del calore proveniente dall'incremento R.S.U. a Comocalor S.p.A." sottoscritto il 25 gennaio 2010⁶⁸. Dal 2010 Acinque applica tre prezzi differenti al calore trasferito a Comocalor sulla base della fonte di provenienza. Il calore in esubero veniva ceduto a Comocalor al valore di [1-7] euro per ogni MWh termico, con rivalutazione annuale nella misura dell'indice ISTAT del costo del lavoro fino al 2014. Dal 2015 il prezzo è uguale al prezzo dell'anno precedente, al quale si aggiunge la rivalutazione annuale ISTAT. Al 31 dicembre 2022 il prezzo era di [1-7] euro. Tale calore rappresentava circa il [20-40%] del calore trasferito dal TMV a Comocalor nel 2022⁶⁹. Il calore ottenuto con il recupero energetico da fumi viene venduto a Comocalor con le stesse modalità di prezzo del calore in esubero. Al 31 dicembre 2022 il prezzo era di [1-7] euro. Tale calore rappresentava circa il [20-40%] del calore trasferito dal TMV a Comocalor nel 2022⁷⁰. Infine, il prezzo di cessione del vapore spillato alla turbina viene determinato in contraddittorio tra le parti sulla base del mancato guadagno. Tale calore rappresentava circa il [20-40%] di quello trasferito dal TMV a Comocalor nel 2022⁷¹. Il prezzo medio nel 2022 era di circa [30-60] euro per ogni MWh termico⁷².

85. Relativamente alla determinazione del prezzo a cui viene ceduta l'energia termica proveniente da turbina sulla base del mancato guadagno, il prezzo è calcolato dividendo [omissis] il prezzo medio ponderato dell'energia elettrica del periodo di riferimento⁷³. Tale criterio dipende dal fatto che da un MWht di calore destinato al TLR, si potrebbero produrre [0,1-0,7] MWhe di energia elettrica. Per gli anni 2015-2022 l'energia elettrica prodotta dal TMV è stata sempre venduta a società interna al gruppo ma la formula tariffaria dell'energia elettrica, sulla base del quale viene determinato il prezzo di trasferimento del calore, ha subito variazioni nel tempo.

⁶⁷ Il CIP6 è una delibera del Comitato interministeriale dei prezzi adottata il 29 aprile 1992 (pubblicata sulla Gazzetta ufficiale n. 109 del 12 maggio 1992) a seguito della legge n. 9/1991, con cui sono stabiliti prezzi incentivati per l'energia elettrica prodotta con impianti alimentati da fonti rinnovabili e "assimilate".

⁶⁸ Cfr. doc. 27.2.15.

⁶⁹ Cfr. doc. 19.2.12.

⁷⁰ Cfr. doc. 19.2.12.

⁷¹ Cfr. doc. 19.2.12.

⁷² Cfr. doc 56.

⁷³ A titolo di esempio, per il secondo trimestre del 2022 il prezzo di trasferimento del calore da turbina pari a [30-60] euro al MWht è stato calcolato dividendo [omissis] il prezzo medio dell'energia elettrica calcolato come media ponderata del prezzo fisso e del prezzo del PUN registrati nel primo trimestre del 2022 pari a 142,29 € MWhe.

86. Dalle informazioni fornite da Acinque Ambiente in risposta alla richiesta di informazioni del 27 settembre 2023, si rileva che per gli anni 2015-2022 il calore prodotto dal TMV è stato venduto a Comocalor secondo le tariffe riportate nella Tabella 2. Negli anni 2021 e 2022 Acinque Ambiente ha introdotto un sistema tariffario che prevedeva che una quota dell'energia venduta a Acinque Energia e a Comocalor fosse pagata a prezzo fisso proprio per arginare gli effetti su Comocalor e su Acinque Energia dell'aumento del prezzo dell'energia elettrica. Il prezzo fisso era, infatti, inferiore a quello di mercato.

Tabella 2: Prezzo di vendita dell'energia termica da Acinque Ambiente a Comocalor

Anno	Tariffa energia elettrica (EE)	Tariffa Calore (mancata produzione)
2015-2020	PUN	EE x [0,1-0,7]
2021	[40-60%] fisso; [40-60%] PUN	EE x [0,1-0,7]
2022	[60-80%] fisso; [20-40%] PUN	EE x [0,1-0,7]

Fonte: Dati forniti da Acinque Ambiente.

87. Segnatamente, la quota fissa (corrispondente al [40-60%] del totale) della tariffa applicata a Comocalor per l'acquisto del calore da turbina è stata valorizzata nel 2021 a [omissis]€/MWh, quindi, ad un valore più contenuto rispetto al PUN⁷⁴ medio dell'anno pari a 125,46 €/MWh (fonte GME). Nel 2022, la quota fissa (corrispondente al [60-80%] del totale) è stata valorizzata (i) per il [40-60%] a [omissis] e (ii) per il [20-40%] a [omissis]; in entrambi i casi, dunque, valori più contenuti rispetto al PUN medio dell'anno, pari a 303,95 €/MWh (fonte GME).

88. In definitiva, considerando che nel 2021 e nel 2022 circa il [40-80%] del calore acquistato da Comocalor era calore in esubero o da recupero, il cui costo è molto contenuto, e che il restante [20-60%] del calore è stato acquistato ad un prezzo inferiore al PUN di mercato, Comocalor ha sofferto solo parzialmente degli effetti dell'incremento del prezzo del gas sul costo della materia prima.

89. La Tabella 3 fornisce una stima mensile, per il 2021 ed il 2022, del costo del calore prodotto con combustibile gas e di quello acquistato dal TMV⁷⁵.

⁷⁴ Il PUN (acronimo di Prezzo Unico Nazionale) è il prezzo di riferimento all'ingrosso dell'energia elettrica che viene acquistata sul mercato della Borsa Elettrica Italiana (IPEX - *Italian Power Exchange*).

⁷⁵ Cfr. doc. 8.1.

Tabella 3: Costi operativi e ammortamenti nel 2021 e nel 2022

	Calore da gas ⁷⁶ (mwh)	Calore da gas (euro)	Calore da TMV (mwh)	Calore da TMV (euro)	Totale calore (mwh)	Totale spesa (euro)	Ulteriori costi operativi ⁷⁷	Ammort.	Totale costi
2021									
	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]
% totale costi		[5-20%]		[5-20%]		[5-20%]	[50-65%]	[5-20%]	100%
% totale calore	[5-20%]		[80-95%]						
% totale spesa calore		[35-50%]		[50-65%]					
2022									
	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]
% totale costi		[5-20%]		[5-20%]		[10-25%]	[50-65%]	[5-20%]	100%
% totale calore	[5-20%]		[80-95%]						
% totale spesa calore		[35-50%]		[50-65%]					

90. La Tabella 3 mostra che il calore rappresenta circa il [10-25%] del totale dei costi nel 2022 per un totale di [omissis] euro e circa il [5-20%] nel 2021 per un totale di [omissis] euro. La spesa per calore nel 2022 è aumentata del 40% rispetto al 2021. La Tabella 3 mostra, inoltre, che nonostante il calore prodotto da gas costituisca solo rispettivamente il [5-20%] e il [5-20%] del totale in termini di quantità, il suo costo rappresenta rispettivamente circa il [35-50%] e il [35-50%] della spesa totale per calore nel 2021 e nel 2022. La proporzione mensile tra fonti (gas e TMV) per la produzione di calore è stabilita dando la priorità al calore prodotto dal termovalorizzatore. Il ricorso al gas avviene nelle situazioni in cui limiti tecnici non permettono il pieno utilizzo del calore prodotto dal termovalorizzatore⁷⁸.

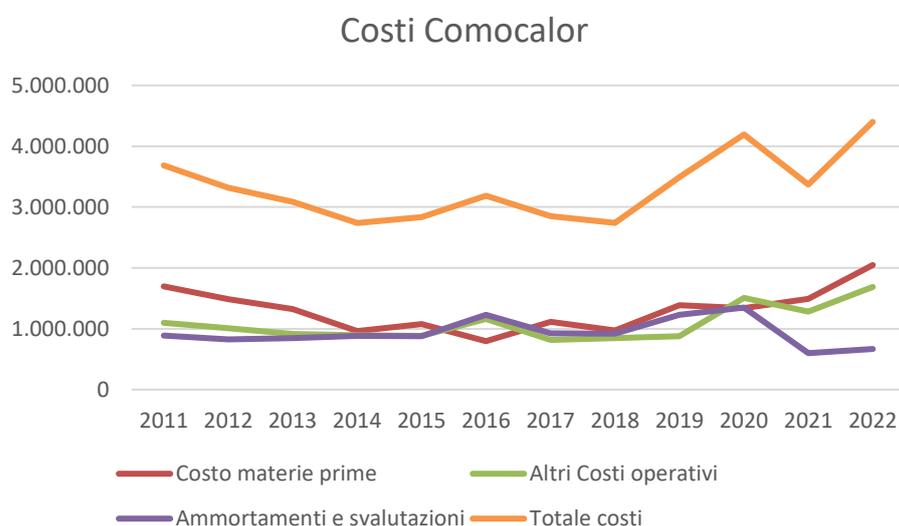
⁷⁶ La voce include esclusivamente il costo del combustibile gas naturale mentre gli altri costi legati al funzionamento della centrale termica (per esempio manutenzioni e trattamento acqua) sono inclusi negli ulteriori costi operativi.

⁷⁷ Le voci che contribuiscono agli "Ulteriori costi operativi" sono riferibili a: altri materiali diversi; accise energia elettrica; costo acqua; costo energia elettrica; costi variabili; canoni (concessione e servizi); costi per altri servizi terzi; costi prestazioni manutenzione ordinaria; costi materiali diretti (carburante mezzi); costi per altri servizi intercompany; costi di affitto; costi telefonia; compensi amministratori, organi di vigilanza; compenso sindaci; compenso società di revisione; costi assicurazione; costo oneri e spese bancarie; imposte tasse varie; oneri e spese diverse; costo consulenze; costo imposta di bollo; costi contratti servizio intercompany; costi personale; costo per servizi di produzione; costi commerciali.

⁷⁸ Si noti, che i costi forniti dalla Parte si discostano dai dati di bilancio, la Parte ha dichiarato in Audizione (cfr. doc. 82.1) che "la differenza è spiegata dal fatto che nel bilancio sono riportati come costi delle materie prime e costi operativi non solo i costi del teleriscaldamento ma anche i costi dell'erogazione del vapore industriale.". La Parte conferma che i "costi correttamente attribuibili al servizio di teleriscaldamento sono i costi riportati nella risposta alla richiesta di informazioni e non i costi indicati nel bilancio.". I costi forniti dalla Parte corrispondono in effetti al 90% di quelli riportati nel bilancio. Si deduce (in assenza di spiegazioni a riguardo) che la Parte abbia usato come driver il peso dei ricavi da teleriscaldamento (circa l'88% nel 2022) rispetto ai ricavi totali (derivanti da teleriscaldamento e vapore industriale) per imputare i costi al teleriscaldamento. Contrariamente a quanto fatto per gli altri costi operativi, gli ammortamenti sono stati

91. L'installazione dell'impianto di recupero energetico da fumi, entrato in funzione al termine del 2010, ha aumentato in modo significativo l'efficienza del TMV e ridotto i costi di produzione del calore. Successivamente la rete di teleriscaldamento di Como è stata caratterizzata da un aumento dei costi operativi (Figura 2), tale variabilità influisce in modo significativo sulla valutazione della redditività della rete. Comocalor rileva nei documenti agli atti che la rete di distribuzione ha avuto importanti guasti e rotture che hanno richiesto importanti interventi di manutenzione; tali costi, correlati altresì alle variazioni climatiche stagionali di richiesta di calore e alle variazioni di calore fornite dal TMV in manutenzione, hanno determinato significative variazioni nei risultati d'esercizio. Il menzionato rilevante aumento di interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria verificatosi sulla rete ha comportato, conseguentemente, un incremento di costi sia operativi sia per ammortamenti dal 2017 in poi⁷⁹.

Figura 2: Evoluzione dei costi operativi di Comocalor (dati di bilancio⁸⁰)



III.3.4 L'eccessività dei prezzi, il metodo del cost-plus

92. La metodologia adottata per stabilire se vi sia un'eccessiva sproporzione tra il costo effettivamente sostenuto e il prezzo effettivamente richiesto consiste nell'esaminare la seguente relazione:

$$PQ - \text{cost-plus} = \text{EXC}$$

dove il *cost-plus* rappresenta la somma dei costi diretti (CDQ o costo del venduto), costi indiretti (CI) e una misura della redditività di impresa (IR):

imputati per il loro valore totale al TLR, scelta non motivata dalla Parte e non condivisibile.

⁷⁹ Cfr. doc. 82.1.

⁸⁰ I dati sui quali si basa la figura sono contenuti nei bilanci pubblici della società ottenuti dal portale Telemaco, servizi di accesso al sistema informativo dedicati alla pubblica amministrazione. Essi quindi sono sempre stati noti e verificabili dalla Parte.

cost-plus = (CDQ + CI + IR)

93. La differenza tra i ricavi (PQ) e il *cost-plus* genera l'eccesso (EXC) di cui dovrà valutarsi l'eventuale assenza di "ragionevolezza". La misura dell'eccesso derivante verrà rapportata al *cost-plus* per ottenere un valore percentuale (EXC%), invariante rispetto ai volumi di vendita e confrontabile con i risultati raggiunti in altri casi di *excessive pricing*:

EXC/cost-plus % = EXC%

94. Di seguito vengono riportati i risultati di due differenti *test* basati sul *cost-plus*, il primo, in linea con l'approccio regolatorio, che riconosce all'impresa un rendimento sul capitale investito pari al costo del capitale medio del settore, il secondo che riconosce all'impresa un rendimento sui ricavi comparabile a quello di altre reti di teleriscaldamento.

Cost-plus basato sul costo del capitale

95. Il presente procedimento riguarda la fissazione del prezzo del calore fornito attraverso la rete di teleriscaldamento di Como nel periodo 2021 - 2022. Con riferimento all'orizzonte temporale si osserva che le caratteristiche del teleriscaldamento rendono tale attività, come anche la profittabilità della stessa e la remuneratività degli investimenti, fortemente stagionale, per cui un'ipotesi di eccessività andrebbe valutata su un orizzonte annuale, che tenga conto di un ciclo completo di stagioni e quindi di utilizzo del servizio. Pertanto, nonostante la condotta sia imputata a Comocalor a partire dall'ultimo trimestre del 2021, in via prudenziale, l'eccessività è valutata per l'intero anno 2021 e per l'anno 2022.

96. Nel metodo del *cost-plus* vengono messi a confronto i costi ed i ricavi attribuibili all'attività oggetto della condotta.

97. Per quanto riguarda i ricavi, dato che l'attività oggetto del procedimento consiste nella fornitura del servizio di teleriscaldamento, sono stati isolati i ricavi derivanti dalla fornitura di tale servizio, escludendo i ricavi dalla vendita di vapore industriale. Sono stati, altresì, considerati nei ricavi i contributi statali straordinari attribuiti nella forma di crediti d'imposta previsti a sostegno delle imprese non energivore, particolarmente impattate dall'aumento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale. I contributi statali sono attribuiti al servizio del teleriscaldamento usando come *driver* il peso di tale servizio rispetto al calore totale erogato (teleriscaldamento + vapore industriale). Sono esclusi dai "Ricavi del venduto" i ricavi per affitto ramo d'azienda nei confronti della società Acinque Ambiente S.r.l. per 24.000 euro (costanti negli anni).

98. Per quanto riguarda i costi, la Parte ha fornito dati di costo relativi alla sola attività del teleriscaldamento. Da un confronto con i dati di bilancio è emerso che i costi forniti dalla Parte corrispondono a circa il 90% dei costi riportati nel bilancio. Si presume, quindi, che la Parte abbia usato come *driver* per l'imputazione di tali costi il peso del teleriscaldamento in termini di ricavi dal venduto. I ricavi del teleriscaldamento corrispondono nel 2022 all'88% dei ricavi totali (da teleriscaldamento e vapore industriale). La Parte ha imputato al TLR il totale del valore degli ammortamenti. Tale scelta non è stata motivata e appare ingiustificata in quanto anche l'attività di fornitura del vapore industriale implica l'utilizzo della rete ed è interessata dagli investimenti effettuati dalla Società. Data l'incertezza sul metodo di allocazione della Parte, sia per quanto riguarda i costi operativi che per gli ammortamenti si è proceduto all'individuazione della porzione di costi attribuibile al solo teleriscaldamento attraverso l'utilizzo del *driver* (in seguito, *driver* calore) basato sulla percentuale di calore utilizzato per il teleriscaldamento rispetto al totale per

teleriscaldamento e vapore industriale. La percentuale di calore per teleriscaldamento rispetto al totale è del [80-90%] nel 2022 e del [80-90%] nel 2021. In assenza di obiezioni della Parte sul metodo adottato dagli Uffici e presentato nella CRI, si ritiene che quest'ultimo risulti più attendibile.

99. I costi operativi riconosciuti sono stati costruiti escludendo i cc.dd. costi “non riconoscibili” secondo la definizione dell'ARERA nel documento per la consultazione nell'ambito del procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di regolazione tariffaria del settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento, avviato con la deliberazione 20 giugno 2023, 277/2023/R/tlr⁸¹. Pertanto, tra i costi non è stato incluso l'accantonamento effettuato dalla Società nel corso dell'esercizio relativo al fondo rischi per possibili rischi connessi alle tariffe applicate agli utenti (non meglio specificati), che era invece stato sommato agli ammortamenti nella stima della Parte per il 2022 (ma non per il 2021).

100. Per quanto riguarda la scelta del WACC, considerato che il WACC rappresenta il rendimento minimo che occorre offrire ad un investitore affinché operi in un dato settore, si ritiene opportuno valutare l'equo rendimento del capitale non sulla base di un unico valore, ma di una griglia di valori determinata a partire dal WACC della distribuzione del gas. Tale approccio permette peraltro di verificare la sensibilità di un eventuale risultato di eccessività all'aumentare del rendimento garantito all'impresa.

101. Si è scelto di confrontare il ritorno sul capitale di Comocalor con il WACC (costo medio ponderato del capitale) calcolato dall'ARERA per il settore del gas⁸². Da un punto di vista operativo per determinare la redditività riconosciuta all'impresa si è fatto ricorso all'utilizzo di una remunerazione al WACC nominale da applicare al capitale investito netto al costo storico⁸³. Tale approccio non richiede infatti stime o indici di inflazione per la rivalutazione dei costi di capitale, in quanto non c'è bisogno né di indicizzare il capitale investito netto (e quindi individuare l'indice più appropriato a questo scopo), né di convertire il WACC nominale⁸⁴ (che di per sé include le aspettative di inflazione) in termini reali.

102. Per quanto riguarda i valori nominali del WACC, quello del 2022 è stato calcolato dall'ARERA⁸⁵, mentre quello del 2021 è stato ricavato⁸⁶ utilizzando il tasso di inflazione attesa

⁸¹ Il punto 4.21 del documento di consultazione del 3 agosto 2023, 388/2023/R/tlr esclude “*dai costi operativi riconosciuti le seguenti voci, in quanto non pertinenti o già riconosciute nella definizione delle componenti di ricavo relative ai costi di capitale: a) gli accantonamenti, diversi dagli ammortamenti, operati in applicazione di norme tributarie o per la copertura di rischi e oneri; b) gli oneri finanziari e le rettifiche di valori di attività finanziarie; c) gli oneri straordinari; d) gli oneri per assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi; e) gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l'impresa sia risultata soccombente; f) i costi connessi all'erogazione di liberalità; g) i costi pubblicitari e di marketing, a esclusione di oneri che derivino da obblighi normativi la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche*”.

⁸² L'ARERA stessa, nel documento di consultazione denominato “orientamenti per la definizione del metodo tariffario per il servizio di teleriscaldamento”, ipotizza per il calcolo del valore del WACC del TLR, di fare riferimento all'Allegato A alla delibera 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com riguardante il settore del gas, prevedendo contestualmente la definizione dei parametri specifici per il settore del teleriscaldamento (*gearing* e β asset). In assenza di tali specifici parametri, ancora in via di definizione, si ricorre al WACC del gas.

⁸³ Tale approccio è stato ipotizzato dall'ARERA nel documento di consultazione sui criteri di rivalutazione dei costi di capitale per i servizi infrastrutturali dell'energia elettrica e del gas (340/2024/R/COM).

⁸⁴ Verifica dell'attivazione del meccanismo di trigger di cui all'articolo 8 del tiwacc 2022-2027 per l'anno 2023 e correzione di un errore materiale nel tiwacc 2022-2027 (deliberazione 6 dicembre 2022, 654/2022/r/com).

⁸⁵ Cfr. Relazione tecnica allegata alla deliberazione 614/2021/R/Com.

⁸⁶ La trasformazione è stata effettuata utilizzando la nota formula $(1+\text{tasso reale}) = (1+\text{tasso nominale})/(1+\text{tasso$

dell'1,7% utilizzato dall'ARERA per determinare il valore reale. Il valore del WACC nominale utilizzato per il 2021 è pari a 8,1% mentre quello per il 2022 è pari a 7,4%. Si applicano ai valori base incrementi del 10%, 30% e 50% che corrispondono per il 2022 a WACC dell'8,1%, 9,6% e 11,1% e per il 2021 a WACC dell'8,9%, 10,5% e 12,2%.

103. Nella Tabella 4 e nella Tabella 5 si mostra la sproporzione fra prezzi e costi, misurandola attraverso il metodo del *cost-plus* e utilizzando diverse stime dei costi e del WACC per l'anno 2021 e 2022.

Tabella 4: Calcolo dell'eccesso attraverso il metodo del *cost-plus* con WACC per l'anno 2021 (000 €)

Ricavi (PQ)	Costi (CDQ+CI)	Rendimento IR (CIN*WACC)	Eccesso EXC(PQ-CD-CI-IR)	Eccesso % EXC/cost-plus
	<i>Stima da bilancio driver calore</i>	WACC=8,1%		
3.321	[omissis]	461	[omissis]	-3%
		WACC=8,9%		
		506	[omissis]	-4%
		WACC=10,5%		
		597	[omissis]	-7%
		WACC=12,15%		
		691	[omissis]	-9%
	<i>Stima della Parte</i>	WACC=8,1%		
3.321	[omissis]	461	[omissis]	-11%
		WACC=8,9%		
		506	[omissis]	-12%
		WACC=10,5%		
		597	[omissis]	-14%
		WACC=12,15%		
		691	[omissis]	-16%

Nota: dati di bilancio e dati forniti dalla Parte. La differenza tra le due stime dei costi dipende principalmente da una diversa allocazione degli ammortamenti e di alcuni costi operativi al servizio di teleriscaldamento. È stata effettuata un'analisi di sensitività con diversi valori del WACC per il 2021: $8,1*(1+0,5) = 12,15\%$; $8,1*(1+0,3) = 10,5\%$; $8,1*(1+0,1) = 8,9\%$. I ricavi sono i ricavi da teleriscaldamento, ai quali è sommato il credito d'imposta per la porzione attribuita al teleriscaldamento.

d'inflazione) e utilizzando come tasso d'inflazione l'inflazione attesa per il 2021 impiegata dall'ARERA nella definizione del WACC reale per il 2021, pari all'1,7%.

Tabella 5: Calcolo dell'eccesso attraverso il metodo del cost-plus con WACC per l'anno 2022 (000 €)

Ricavi (PQ)	Costi (CDQ+CI)	Rendimento IR (CIN*WACC)	Eccesso EXC(PQ-CD-CI-IR)	Eccesso % EXC/cost-plus	
	<i>Stima da bilancio driver calore</i>	WACC=7,4%			
5.964	[omissis]	533	[omissis]	49%	
		WACC=8,1%			
		584	[omissis]	47%	
		WACC=9,6%			
		692	[omissis]	43%	
		WACC=11,1%			
		800	[omissis]	40%	
		<i>Stima della Parte</i>	WACC=7,4%		
	[omissis]	533	[omissis]	39%	
		WACC=8,1%			
		584	[omissis]	37%	
		WACC=9,6%			
		692	[omissis]	34%	
		WACC=11,1%			
800		[omissis]	31%		

Nota: l'analisi è basata su dati di bilancio e dati forniti dalla Parte. La differenza tra le due stime dei costi dipende principalmente da una diversa allocazione degli ammortamenti e di alcuni costi operativi al servizio di teleriscaldamento. È stata effettuata un'analisi di sensitività con diversi valori del WACC per il 2022: $7,4*(1+0,5) = 11,1\%$; $7,4*(1+0,3) = 9,6\%$; $7,4*(1+0,1) = 8,1\%$. I ricavi sono i ricavi da teleriscaldamento, ai quali è sommato il credito d'imposta per la porzione attribuita al teleriscaldamento.

Cost-plus con EBITDA

104. Questo secondo approccio confronta i ricavi di Comocalor con i costi totali aumentati di un elemento “plus” (il “livello di costo maggiorato”). Il “plus” è la proxy per un margine di profitto ragionevole in condizioni competitive che si basa sull'EBITDA in rapporto ai ricavi.

105. Il margine EBITDA è una misura di redditività netta che tiene conto di tutti i costi diretti e di tutti i costi indiretti, a eccezione dei costi di ammortamento e di svalutazione.

106. Comocalor ha dichiarato che nelle proprie analisi di redditività non elabora il RONA, il ROI e/o il ROE relativi all'attività di fornitura del teleriscaldamento. A richiesta di fornire una misura di redditività, usata dalla Società come riferimento, Comocalor ha rinviato all'EBITDA esposto nei bilanci della Società per il 2021 e il 2022⁸⁷.

⁸⁷ Cfr. doc. 84. Alla seguente richiesta: “6) Fornire il valore del Return On Net Asset (RONA), del Return on Investment (ROI), e del Return on Equity (ROE) dell'attività di fornitura del teleriscaldamento per gli anni compresi tra il 2021 e il

107. Come nel caso precedente, l'analisi del *cost-plus*⁸⁸, viene effettuata con diversi parametri di redditività (ROS), corrispondenti al rapporto EBITDA/Ricavi di altre reti prese a confronto. Si è scelto di prendere come riferimento il ROS delle reti di A2A Calore & Servizi appartenenti al gruppo A2A di cui fa parte anche Comocalor. I valori presi a riferimento sono il ROS⁸⁹ di A2A Calore & Servizi nel 2022 (19%) e nel 2021 (30%), e la media del 2020-2022 (26%).

108. Per quanto riguarda i ricavi e i costi di Comocalor utilizzati nella stima del *cost-plus* si rimanda ai §§ 96-98. La Tabella 6 e la Tabella 7 mostrano i risultati dell'analisi del *cost-plus* rispettivamente per il 2021 e per il 2022. Le stime dei costi utilizzate sono quelle fornite dalla Parte. I risultati sono qualitativamente in linea con i risultati del metodo basato sul WACC ma restituiscono delle stime dell'eccesso più elevate.

Tabella 6: Analisi dell'eccesso attraverso il metodo del *cost-plus* con ROS per il 2021 (000 €)

	Ricavi	Cost-plus	EXC	EXC/cost-plus
<i>Stime della Parte</i>				
ROS=19%	3.321	[omissis]	[omissis]	1%
ROS=26%	3.321	[omissis]	[omissis]	-8%
ROS=30%	3.321	[omissis]	[omissis]	-13%

Fonte: dati di bilancio e dati forniti dalla Parte. È stata effettuata un'analisi di sensitività con diversi valori del ROS. I ricavi sono i ricavi da teleriscaldamento, ai quali è sommato il credito d'imposta per la porzione attribuita al teleriscaldamento.

2023. Riportare le modalità di calcolo e il valore delle singole componenti di ciascuno dei suddetti indici. Indicare se questi indici sono comunemente usati internamente per misurare la redditività dell'attività di teleriscaldamento, ed eventualmente fornire il valore di uno o più indici alternativi descrivendone le modalità di calcolo e spiegandone i vantaggi rispetto a quelli proposti", la società ha risposto che: "Comocalor non elabora il RONA, il ROI e/o il ROE relativi all'attività di fornitura del teleriscaldamento. Allo stato, si rinvia all'EBITDA (vale a dire il margine operativo lordo) esposto nei bilanci della Società per il 2021 e il 2022, pari rispettivamente a Euro 907.000 ed Euro 3.083.000."

⁸⁸ Il livello di ricavi *cost-plus* si ottiene dividendo i costi totali per uno meno la redditività del comparatore (cfr. caso Aspen, AT40394).

⁸⁹ Il ROS è stato calcolato con dati di bilancio ottenuti *online*. Da ricavi e EBITDA sono stati esclusi "gli altri ricavi operativi" che includono il credito d'imposta per le società non energivore che sono state impattate dall'aumento del prezzo del gas e dell'elettricità. Se si includessero tali ricavi il ROS di A2A Calore & Servizi nel 2022 sarebbe del 23%, con un eccesso stimato del 49%.

Tabella 7: Analisi dell'eccesso attraverso il metodo del cost-plus con ROS per il 2022 (000 €)

	Ricavi	Cost-plus	EXC	EXC/cost-plus
<i>Stime della Parte</i>				
ROS=19%	5.964	[omissis]	[omissis]	56%
ROS=26%	5.964	[omissis]	[omissis]	43%
ROS=30%	5.964	[omissis]	[omissis]	35%

Fonte: dati di bilancio e dati forniti dalla Parte. È stata effettuata un'analisi di sensitività con diversi valori del ROS. I ricavi sono i ricavi da teleriscaldamento, ai quali è sommato il credito d'imposta per la porzione attribuita al teleriscaldamento.

III.3.5 I margini e i rendimenti realizzati da Comocalor

109. La Tabella 8 mostra i ricavi del venduto, il margine operativo lordo e l'utile ante imposte registrati da Comocalor tra il 2016 e il 2022⁹⁰.

Tabella 8: Ricavi e Margini realizzati da Comocalor (dati di bilancio)

Dati di bilancio Comocalor €/000	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ricavi	3538	3358	3472	3291	2618	3600	6519
Margine operativo lordo	1979	1544	1860	1243	3160	907	3083
MOL/Ricavi	56%	46%	54%	38%	12%	25%	47%
Utile ante imposte	621	659	970	46	-1016	321	2430
Utile/Ricavi	18%	20%	28%	1%	-39%	9%	37%

110. I ricavi registrano nel 2022 un aumento dell'81% rispetto al 2021⁹¹. Come si evince dalla nota integrativa al bilancio, al 31 dicembre 2022 i ricavi sono in forte aumento rispetto ai ricavi registrati l'anno precedente, principalmente per effetto dei prezzi che più che compensa la lieve contrazione dei volumi di energia termica venduti, causa clima più mite. Nel periodo 2016-2022 le utenze allacciate non sono variate in modo significativo, erano pari a 140 nel 2022 e circa 150 negli anni precedenti.

111. Dal confronto dei risultati del 2022 con gli esercizi precedenti risulta che nel 2022 Comocalor ha generato profitti maggiori, l'utile ante imposte in percentuale dei ricavi (37%) è stato più elevato della media tra il 2016⁹² e il 2020 (6%) di 31 punti percentuali (p.p.) e di circa 20 p.p. se si esclude

⁹⁰ Fino al 2015 i ricavi di Comocalor includevano anche i certificati bianchi. Comocalor ha ottenuto certificati bianchi negli anni 2011-2015 per un progetto di recupero di calore dai fumi del Termovalorizzatore.

⁹¹ Se si guarda ai soli ricavi del teleriscaldamento l'aumento è stato di circa il 75%.

⁹² Il confronto parte dal 2016 poiché Comocalor ha ottenuto certificati bianchi negli anni 2011-2015 per un progetto di recupero di calore dai fumi del Termovalorizzatore.

il 2020 (anno in perdita)⁹³. Se si guarda al MOL, invece, il margine risulta essere di 6 p.p. superiore alla media 2016-2020 (41%).

112. Dal 2011 al 2015 i costi sono diminuiti grazie al guadagno di efficienza legato all'implementazione del recupero energetico fumi⁹⁴. I maggiori costi di manutenzione straordinaria, riconducibili a rifacimenti di importanti tratti di rete, sono stati sostenuti dal 2017 in avanti e sono stati trattati come investimenti, con conseguente iscrizione a bilancio con un ammortamento di venticinque anni⁹⁵. Trattandosi di costi sostenuti nell'ultimo quinquennio prima della scadenza della concessione, la Società ha richiesto il valore di ricostruzione a nuovo, al netto del deperimento, nel rispetto di quanto previsto dall'articolo 11 della concessione. Il menzionato rilevante aumento di interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria verificatosi sulla rete ha comportato un incremento di costi sia operativi sia per ammortamenti dal 2018 in avanti.

113. Il costo delle materie prime è aumentato nel 2022 del 37% rispetto al 2021 e dell'84% rispetto alla media del 2016-2020. I costi operativi, invece, sono aumentati del 31% nel 2022 rispetto al 2021, e del 34% rispetto alla media del 2016-2020.

114. Dato che il settore del teleriscaldamento è un settore ad alta intensità di capitale materiale, appare ragionevole misurarne la redditività anche in termini di rendimento del capitale fisico investito. L'approccio contabile alla redditività considera il rendimento del capitale investito (RONA). Il RONA è una misura degli utili aziendali prima degli interessi e delle tasse (EBIT) diviso per il capitale investito in un dato periodo di tempo. Il RONA è tradizionalmente utilizzato nella regolamentazione dei prezzi in settori quali gas, elettricità, ferrovie o acqua.

115. Il RONA⁹⁶ di Comocalor nel 2022 era pari al 34% mentre nel 2021 era pari al 6%. Il RONA medio di Comocalor nel periodo 2016-2020 era pari al 12%.

116. Infine, in replica alle Parti (cfr. *infra*) e al solo fine di fornire un'informazione di contesto, ferma restando la contestazione della condotta per il solo anno 2021 e 2022, si è stimato un eccesso medio del periodo 2015-2022. A tale scopo, si è applicato il metodo del *cost-plus* con i due approcci descritti nella sessione III.3.4 utilizzando i dati di bilancio presenti a fascicolo prima della Comunicazione delle Risultanze Istruttorie (di seguito, "CRI"). I parametri utilizzati sono per il primo metodo il WACC base nominale incrementato del 10%⁹⁷, corrispondente ad un valore dell'8,5% per 2015-2018 e dell'8,9% per 2019 e 2020, e per il secondo metodo il ROS=26%.

⁹³ La marginalità relativa all'esercizio 2020 era in rilevante diminuzione a causa, *inter alia*, dei seguenti fattori: (i) ricavi in contrazione; (ii) rilevanti incrementi delle voci di costo riferibili sia ai costi operativi sostenuti per la predisposizione di un "contingency plan" da attivare nel caso di impossibilità di erogare il servizio di teleriscaldamento all'utenza; sia agli importanti costi di manutenzione sostenuti a fronte del riscontrato grave ammaloramento delle tubazioni deputate al trasporto e alla distribuzione del fluido termovettore, come certificato dall'analisi termografica eseguita da professionisti esterni; (iii) accantonamento di un fondo rischi per 300.000 €, connesso a ulteriori possibili spese per danni sulla rete.

⁹⁴ Con riferimento all'esercizio 2016, si segnala che il risultato è stato impattato negativamente da una svalutazione delle immobilizzazioni in corso, per 328.000 euro relativamente alla porzione di linea destinata a collegare lo sviluppo della rete del teleriscaldamento in Centro città. Inoltre, sempre nello stesso esercizio, ha contribuito alla riduzione del risultato anche l'accantonamento per rischi futuri per 482.000 euro stanziato in conseguenza di una criticità riconducibile a un maggiore onere d'affitto ritenuto probabile, per la parte variabile del contratto di affitto di ramo d'azienda.

⁹⁵ Con riferimento all'esercizio 2019, si segnala un incremento dei costi per servizi *intercompany* [omissis].

⁹⁶ Il RONA è stato calcolato usando dati di bilancio come rapporto tra l'utile ante imposte e il capitale investito netto.

⁹⁷ Il valore del WACC reale per gli anni 2015-2018 è pari a 6,1%. Il valore del WACC reale per gli anni 2019-2020 è pari a 6,3%. I dati provengono dalle stime dell'ARERA: versione approvata con deliberazione 02 dicembre 2015, 583/2015/R/com e modificata con deliberazioni 654/2015/R/ecl, 575/2017/R/gas, 653/2017/R/gas,

Tabella 9: Analisi dell'eccesso, metodo del cost-plus con WACC per il periodo 2015-2022 (000 €)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ricavi	3.580	3.298	3.124	3.244	3.067	2.440	3.321	5.964
Costi Operativi	[omissis]							
Cost-plus	[omissis]							
Eccesso	[omissis]							
Eccesso %	31%	25%	16%	27%	-4%	-32%	-3%	47%

Nota: analisi basata su dati di bilancio allocati al servizio di teleriscaldamento attraverso il *driver* calore stimato per gli anni compresi tra il 2015 e il 2020 come media della quota del 2021 e del 2022 ([80-90%]). Il WACC utilizzato è quello base della distribuzione gas dell'anno interessato aumentato del 10%. I ricavi sono i ricavi da teleriscaldamento, per gli anni 2021 e 2022 ai ricavi delle vendite è sommato il credito d'imposta per la porzione attribuita al teleriscaldamento.

117. La Tabella 9 mostra come tra il 2015 e il 2022 Comocalor abbia registrato un eccesso positivo fino al 2018, seguito da tre anni di eccessi negativi (che non corrispondono necessariamente a perdite d'esercizio) coincidenti con gli anni in cui Comocalor ha effettuato i lavori di manutenzione straordinaria sulla rete che saranno rimborsati in futuro dal Comune. La serie storica si conclude con l'eccesso positivo del 2022. La media ponderata dell'eccesso per il periodo 2015-2022 è del 13%.

118. Con il metodo basato sul ROS, come mostrato nella Tabella 10, il valore dell'eccesso medio ponderato nel periodo 2015-2022 è del 30% mentre l'eccesso per il periodo 2020-2022 è del 16%⁹⁸. Si noti, inoltre, che in assenza di dati sull'allocazione dei costi al teleriscaldamento per l'anno 2020, sono stati utilizzati i dati di bilancio allocati attraverso il *driver* calore. Lo stesso metodo di allocazione è stato adottato per il 2021 e 2022 al fine di rendere il calcolo omogeneo. Tale allocazione dei costi, già presente nella CRI in riferimento al calcolo dell'eccesso attraverso il WACC e ritenuta più attendibile, non è stata contestata dalla Parte. Sulla base di questa allocazione, l'eccesso per l'anno 2022 con ROS=26% risulta del 52%, ben 9 punti percentuali in più rispetto all'eccesso calcolato sulla base dell'allocazione fornita dalla società (Tabella 7).

639/2018/R/com, 114/2019/R/gas, 419/2019/R/gas, 474/2019/R/gas e 570/2019/R/gas. Il WACC nominale è stato ottenuto utilizzando la formula $(1+\text{tasso reale}) = (1+\text{tasso nominale})/(1+\text{tasso d'inflazione})$ e utilizzando come tasso d'inflazione l'inflazione attesa per i rispettivi anni impiegata dall'ARERA nella definizione del WACC reale, pari all'1,5% per 2015-2018 e all'1,7% per 2019-2020. I valori di WACC ottenuti sono 0,077 e 0,081.

⁹⁸ Si noti che con il ROS=19% l'eccesso nel periodo 2020-2022 è pari al 27% con media ponderata e 21% con media semplice.

Tabella 10: Analisi dell'eccesso, metodo del cost-plus con ROS per il periodo 2015-2022 (000 €)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ricavi	3580	3298	3124	3244	3067	2440	3321	5964
Costi operativi	[omissis]							
Cost-plus	[omissis]							
Eccesso	[omissis]							
Eccesso %	57%	45%	39%	53%	17%	-18%	3%	52%

Nota: analisi basata su dati di bilancio allocati al servizio di teleriscaldamento attraverso il *driver* calore stimato per gli anni compresi tra il 2015 e il 2020 come media della quota del 2021 e del 2022 ([80-90%]). Il ROS utilizzato è quello intermedio del 26%. I ricavi sono i ricavi da teleriscaldamento, per gli anni 2021 e 2022 ai ricavi delle vendite è sommato il credito d'imposta per la porzione attribuita al teleriscaldamento.

III.4 Le osservazioni di Comocalor

III.4.1 Osservazioni procedurali

119. Nel corso dell'audizione finale i rappresentanti di Comocalor hanno rilevato in via preliminare che una delle elaborazioni, effettuate in replica all'analisi presentata dalla Parte nella memoria finale, si basava su dati ulteriori rispetto a quelli acquisiti tramite le richieste di informazioni a Comocalor, poiché riferiti a un periodo più esteso. Secondo la Parte l'elaborazione di tali dati presentata nella slide non risulta essere stata oggetto di contraddittorio.

III.4.2 L'imputabilità di Comocalor

120. La Parte sostiene che il rialzo dei prezzi del servizio del TLR non le sia imputabile, in quanto l'aumento dei prezzi è attribuibile a due fattori, il regime tariffario e il repentino incremento del prezzo del gas, al quale la tariffa è indicizzata. Entrambi i fattori sono considerati fuori dall'influenza di Comocalor: la formula tariffaria è un portato del regime di concessione - che non ha generato alcun problema nella sua applicazione ultra-trentennale ed è, quindi, il risultato di un atto unilaterale del comune di Como (concedente), che ha agito come regolatore di un servizio pubblico nell'interesse dell'utente; il secondo fattore, scaturito a seguito della guerra in Ucraina, è parimenti esogeno e, per di più, eccezionale, oltre che temporalmente circoscritto.

121. Secondo Comocalor, il periodo in oggetto in quanto interessato da un intenso *shock* esogeno non dovrebbe essere sottoposto ad analisi di eccessività, in analogia con quanto stabilito nel caso A541 - Servizi traghettamento veicoli Stretto di Messina, dove l'Autorità ha ritenuto *inter alia* che, a causa della crisi pandemica, "il 2020 non possa fornire informazioni attendibili/appropriate per l'analisi dell'eccessiva onerosità dei prezzi applicati da C&T".

122. In tale contesto, secondo la Parte, nell'applicare in maniera pedissequa e senza soluzione di continuità da oltre trent'anni la formula tariffaria basata sul costo evitato - utilizzata dall'ARERA come parametro di riferimento in sede regolatoria, analizzata dall'Autorità nell'ambito dell'IC46 (2014), e considerata uno *standard* del comparto di riferimento - sarebbe esonerata da responsabilità.

123. La Parte sostiene, inoltre, che: “*sotto altro profilo, a voler ritenere la formula tariffaria rilevante ai sensi dell’art. 3 della l. n. 287/1990 (quod non), ciò si tradurrebbe in una interferenza con la regolazione della formula medesima. Ciò trova conferma nella circostanza che solo nel 2023, grazie ad una modifica normativa ad hoc, il legislatore ha ampliato le competenze di ARERA sul settore del teleriscaldamento attribuendole il potere di regolare le tariffe di cessione del calore. In effetti, il regime tariffario transitorio previsto da ARERA si applica dal 1° gennaio 2024 ed è intervenuto sulla formula del costo evitato introducendo un vincolo ai ricavi, assente nella formula precedentemente applicata da Comocalor.*”. In tale prospettiva, Comocalor osserva che un eventuale intervento dell’Autorità, avendo a oggetto proprio le tariffe che erano regolate dal Comune prima e dall’ARERA poi, potrebbe interferire con le competenze regolatorie attribuite dalla legge ad altri soggetti⁹⁹.

124. A riguardo, Comocalor osserva altresì che, nella specie, vi sarebbe un’interferenza con lo svolgimento di un servizio d’interesse economico generale da parte di Comocalor e, di conseguenza, con quanto previsto dall’articolo 106 TFUE e dall’articolo 8 della legge n. 287/1990.

125. In conclusione, Comocalor sostiene che non vi è stata alcuna scelta commerciale, né (tantomeno) alcuna strategia ipoteticamente abusiva, tesa ad aumentare il prezzo del TLR da parte di Comocalor; la Società opera in regime di *prorogatio* dal 2020 e dal 2021 in poi non vi è stata alcuna reale possibilità di instaurare una negoziazione con il Comune per disciplinare le condizioni della gestione del TLR di Como.

III.4.3 Il mercato rilevante e la dominanza

126. Per quel che riguarda il mercato rilevante, Comocalor sostiene che la definizione merceologica adottata in sede di avvio dall’Autorità sia errata in quanto, alla luce delle caratteristiche specifiche del mercato in questione, i sistemi di riscaldamento tradizionali tramite caldaia a gas vanno considerati sostituiti dei servizi di teleriscaldamento e non si può invece delineare un mercato rilevante che sia merceologicamente limitato a questi ultimi.

127. Più in dettaglio, Comocalor sostiene che l’Autorità ha individuato tale segmentazione merceologica attribuendo un peso eccessivo alle differenze tecnologiche tra le modalità di riscaldamento e non considerando che, invece, il principale *driver* della sostituibilità tra imprese dovrebbe essere la sostituibilità dal lato della domanda (citando, a riguardo, la recente Comunicazione della Commissione europea sulla definizione del mercato rilevante). Comocalor sostiene che il servizio di riscaldamento è perfettamente identico dal punto di vista dell’utente, in quanto sia il teleriscaldamento che i sistemi di riscaldamento tradizionale hanno il medesimo obiettivo di aumentare la temperatura degli ambienti e dell’acqua domestica.

128. Comocalor prosegue affermando che il ruolo attribuito agli *switching costs* dall’Autorità nel proprio provvedimento di avvio - oltre che dall’ARERA nella propria indagine conoscitiva - sarebbe sopravvalutato.

129. A ciò si deve aggiungere la considerazione per cui il gestore di una rete di teleriscaldamento ha un forte incentivo ad acquisire clienti e a mantenere connessa la propria clientela, in quanto in caso contrario verrebbe a realizzare delle diseconomie di densità nell’erogazione del servizio. Pertanto,

⁹⁹ Cfr. doc. 82.1.

anche per questo motivo, i sistemi di teleriscaldamento sono vincolati dalla presenza di sistemi di riscaldamento alternativi quali quelli tramite tradizionale caldaia a gas.

130. Peraltro, la Parte sostiene che i costi monetari e non monetari di *switching* incidono in modo significativamente diverso sulle diverse categorie di utenti di Comocalor, rilevando che il loro impatto è meno rilevante per i clienti del terziario e industriali. Di conseguenza, si sarebbe dovuta introdurre una segmentazione del mercato rilevante per i diversi gruppi di utenti di Comocalor, residenziali e non, e riconoscere che il mercato è sicuramente più ampio almeno per i clienti non residenziali. Tale definizione alternativa del mercato discende inoltre dalla capacità di Comocalor di individuare i diversi gruppi di utenti, e operare una discriminazione di prezzo tra di essi, in assenza di possibilità di arbitraggio.

131. Rispetto alla dominanza, Comocalor è soggetta a due vincoli essenziali: regolamentazione locale e concorrenza tra sistemi di riscaldamento. Pertanto, non ha la capacità di tenere comportamenti indipendenti dai propri concorrenti (fornitori di sistemi di riscaldamento alternativi) e, in ultima istanza, dai propri clienti (rappresentati e tutelati dal regolatore locale).

III.4.4 L'eccessività dei prezzi di Comocalor

132. Secondo la Parte, per configurare un abuso da prezzi eccessivi, l'Autorità, oltre a dover dimostrare l'esistenza di una differenza di prezzo considerevole, deve altresì dimostrare che tale differenza è persistente. Solo quando rimane al di sopra del prezzo di riferimento per un considerevole periodo di tempo, un prezzo può essere considerato abusivo ai sensi dell'articolo 102 TFUE.

133. Secondo Comocalor, replicando l'analisi degli Uffici in una prospettiva di più lungo periodo, l'eccesso medio nel triennio 2020-2022 si attesta a un mero 7%: un livello decisamente contenuto, in particolare se confrontato con i precedenti in materia, in cui le autorità garanti della concorrenza hanno deciso di intervenire solo in presenza di eccessi significativamente superiori, spesso maggiori del 100%. Limitando l'analisi alle utenze residenziali, tenendo conto della segmentazione del mercato rilevante, l'eccesso risulta pari al 6% nel triennio 2020-2022 mentre per il solo 2022 l'eccesso risulta pari al 40%.

III.4.5 L'iniquità dei prezzi di Comocalor

134. Secondo Comocalor i prezzi non possono considerarsi iniqui in quanto essi risultano inferiori al c.d. costo evitato e definiti, comunque, con riferimenti che provengono da mercati concorrenziali o regolati.

135. Tutte le misure e indicazioni di valore economico alle quali è possibile comparare i prezzi di Comocalor dimostrano, infatti, l'assenza di qualsiasi eccesso. Il prezzo del TLR applicato da Comocalor presenta un differenziale modesto nel periodo 2021-2022 rispetto al prezzo del sistema con caldaia e alimentazione a gas naturale, stimato secondo la logica del costo evitato definita dall'ARERA (Tabella 11)¹⁰⁰.

¹⁰⁰ Cfr. doc. 133.A.

Tabella 11: Confronto tra prezzi Comocalor e costo evitato gas ARERA, memoria finale (Tabella 4.1).

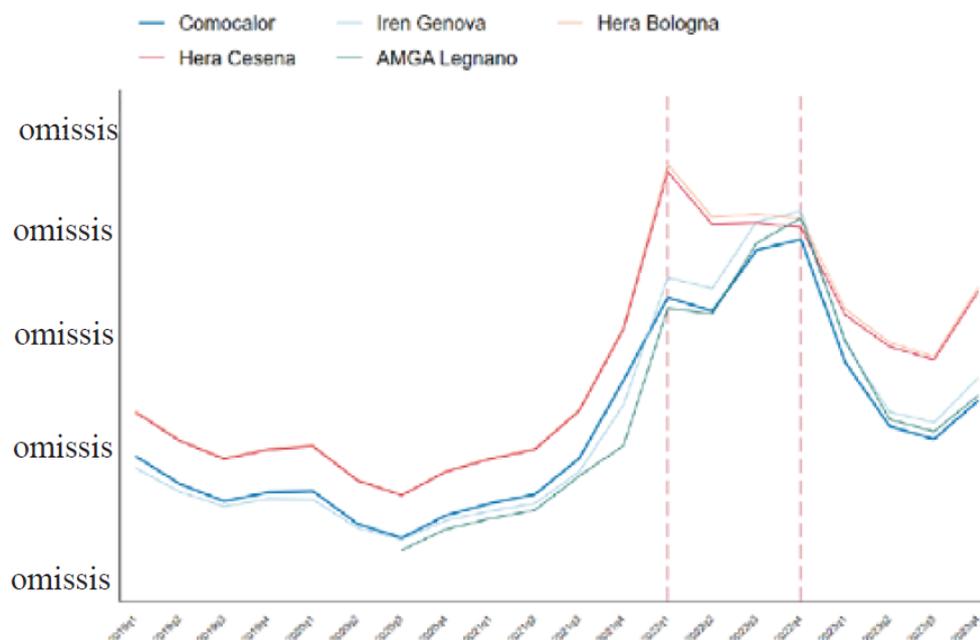
Periodo	Prezzo Comocalor €/MWh	Costo evitato gas ARERA €/MWh	Differenza %	Differenza media annua %
Q1 2021	[80-90]	87	[-5%-5%]	
Q2 2021	[85-95]	90	[-5%-5%]	3,18%
Q3 2021	[100-110]	103	[-5%-5%]	
Q4 2021	[130-140]	114	[15%-25%]	
Q1 2022	[165-175]	160	[5%-15%]	8,54%
Q2 2022	[160-170]	153	[5%-15%]	
Q3 2022	[185-195]	172	[5%-15%]	
Q4 2022	[190-200]	176	[5%-15%]	

Fonte: elaborazione Lear su dati CRI

136. Inoltre, le tariffe di Comocalor risultano, anche per il 2022, in linea e spesso più basse di quelle applicate da imprese che offrono lo stesso identico servizio in Italia e che sono fuori dal perimetro delle istruttorie avviate dall’Autorità nel settore TLR, come mostrato nella figura che segue¹⁰¹.

¹⁰¹ Cfr. doc. 133.A.

Figura 3: Prezzi Comocalor a confronto con altre reti di TLR, in €/Mwh, figura 4.3 memoria finale.



Fonte: elaborazioni Lear su dati Comocalor, Amga, Hera e Iren

III.4.6 La sanzione

137. Comocalor sostiene che risulta applicabile l'esimente della buona fede di cui all'articolo 3, comma 2, della legge n. 689/1981¹⁰². La vicenda si caratterizza per la concomitante presenza di una serie di circostanze di fatto impreviste e imprevedibili. L'illecito ipotizzato non è stato determinato da colpa di Comocalor e, pertanto, si ritiene che la condotta di Comocalor deve essere mandata esente da sanzione.

138. Ciò posto, in via ulteriormente subordinata Comocalor osserva altresì che sussistono circostanze idonee a dimostrare il legittimo affidamento riposto da Comocalor nella correttezza del proprio comportamento in quanto: i) l'Autorità ha già avuto modo di esaminare approfonditamente le dinamiche concorrenziali nel settore del TLR e, segnatamente, la formula tariffaria basata sul "costo evitato", senza esprimere alcuna particolare perplessità con riferimento alle condotte oggi contestate a Comocalor; ii) già a partire dal 2022, l'ARERA ha richiamato l'attenzione sull'opportunità di intervenire sul metodo tariffario del TLR e Comocalor ha pertanto confidato nella

¹⁰² In particolare, è ivi previsto che: "Nel caso in cui la violazione è commessa per errore sul fatto, l'agente non è responsabile quando l'errore non è determinato da sua colpa".

liceità della propria condotta seguendo le indicazioni fornite dal Regolatore; iii) alla luce delle valutazioni contenute nell'IC46 e in assenza di una regolazione nazionale, dunque, la Società ha fatto legittimo affidamento sulla correttezza della propria condotta, da sempre conforme a quanto previsto nella Convenzione; iv) come chiarito anche dalla giurisprudenza amministrativa, “*le precedenti prese di posizione dell'Autorità (anche se relative a casi non completamente sovrapponibili) e l'approvazione del Comitato di Controllo dell'Istituto di Autodisciplina pubblicitaria sono circostanze idonee ad attenuare il profilo di colpevolezza della condotta posta in essere*”.

139. In definitiva, dato che l'elemento soggettivo – per quanto possa essere considerato non determinante ai fini della contestazione del presunto illecito – è un criterio essenziale ai fini della valutazione della sanzione, come del resto espressamente sancito dall'articolo 3, comma 2, della legge n. 689/1981, Comocalor chiede all'Autorità di tenerne conto anche ai fini sanzionatori.

140. In via ancora più gradata, infine, Comocalor osserva che le suesposte considerazioni valgono altresì a ritenere sostanzialmente integrata una circostanza attenuante espressamente indicata al punto 23 delle Linee Guida, secondo cui “[l]e circostanze attenuanti includono, a titolo esemplificativo: [...] l'esistenza di misure normative e/o di provvedimenti dell'autorità pubblica che favoriscano, facilitino o autorizzino l'infrazione”.

141. Con riferimento alla rilevanza dell'effettivo impatto economico o, più in generale, degli asseriti effetti pregiudizievoli sul mercato e/o sui consumatori della condotta di Comocalor, la Parte osserva quanto segue. Anzitutto, va rilevato che il Procedimento è stato avviato su una Segnalazione avente ad oggetto un distinto operatore TLR ed un diverso ambito territoriale. Peraltro, la condotta contestata a Comocalor non può essere riferita agli utenti non residenziali, i quali hanno sempre adottato comportamenti indipendenti, come dimostrato dagli elevati tassi di *switching*, sicché il numero degli utenti potenzialmente impattati dalla condotta di cui trattasi è ancora più ridotto.

142. Sotto altro profilo, la Parte afferma altresì che - da una prospettiva più generale - nell'ambito del Comune di Como l'utenza teleriscaldata rappresenta, all'incirca, soltanto lo 0,33% del totale. Tale fattore, dunque, vale a dimostrare ulteriormente la marginale entità della condotta con riferimento al territorio comunale. Inoltre, nel rinviare alle analisi svolte nella Memoria Economica, Comocalor ribadisce che l'aumento dei prezzi contestato nella CRI è stato comunque moderato.

143. Sulla durata Comocalor osserva che adottando un approccio sostanziale, piuttosto che contabile, il periodo rilevante in cui potrebbe essersi verificato un effettivo pregiudizio economico per i consumatori è solo quello invernale (*i.e.* il periodo di accensione dei riscaldamenti da parte dei condomini) ed è inferiore a sei mesi (*i.e.* dal 1° gennaio 2022 all'8 aprile 2022 e dal 22 ottobre 2022 al 31 dicembre 2022). Più precisamente, la durata della presunta infrazione dovrebbe quindi essere al più di 167 giorni.

III.5 Le osservazioni di Acinque S.p.A. e A2A S.p.A.

III.5.1 La posizione di Acinque S.p.A.

144. Acinque S.p.A. è stata coinvolta nel procedimento in quanto svolge attività di direzione e coordinamento di Comocalor, come dichiarato anche nei bilanci.

145. Acinque S.p.A. sostiene che, nonostante svolga attività di direzione e coordinamento di Comocalor ai sensi del codice civile, come si evince dai bilanci, essa non può essere considerata

responsabile della presunta condotta abusiva di Comocalor in quanto non detenendone il controllo totalitario non è in grado di influenzarne unilateralmente e univocamente la condotta.

III.5.2 La posizione di A2A

146. A2A ha chiesto di essere estromessa dal Procedimento in virtù della sua totale estraneità alle condotte oggetto di accertamento. Secondo A2A, la propria responsabilità per le presunte condotte illecite di Comocalor deve essere esclusa in ragione (i) del mancato coinvolgimento diretto di quest'ultima nella commissione dell'illecito, (ii) dell'inapplicabilità della presunzione semplice di "parental liability", e (iii) dell'insussistenza di indici sintomatici dell'esercizio concreto di un'influenza determinante della Società sul comportamento economico di Comocalor.

IV. VALUTAZIONI

IV.1 Le osservazioni procedurali

147. Rispetto all'obiezione della Parte, secondo la quale una delle elaborazioni presentate nel corso dell'audizione finale sarebbe basata su dati non presenti a fascicolo e non sarebbe stata oggetto di contraddittorio, si fa presente che tale elaborazione è stata effettuata esclusivamente in replica alla memoria finale della Parte (ricevuta dopo la CRI) e non riguarda condotte diverse da quelle in ordine alle quali la Parte ha già formulato le proprie osservazioni, non è dunque collegata ad alcun nuovo addebito¹⁰³.

148. Ciò detto, i dati sui quali si basa tale elaborazione sono dati pubblici provenienti dai bilanci d'esercizio degli anni 2011-2014 di Comocalor (conosciuti in quanto tali dalla stessa), peraltro già utilizzati nella CRI nelle figure 1 e 3 e ai §§. 104 e 165¹⁰⁴, e il cui uso non è mai stato contestato. Tuttavia, in via del tutto precauzionale, nel presente provvedimento l'elaborazione oggetto di contestazione è stata replicata utilizzando un periodo temporale meno esteso, escludendo così i dati riferiti al periodo 2011-2014.

¹⁰³ Cfr. TUE, T-334/17, para. 257-25. "Account must be taken of the provisional nature of the statement of objections, with the result that the existence of differences between this document and the final decision is not only possible but lawful, in so far as the final decision reflects all the evidence submitted and discussed during the administrative procedure, including after the sending of the statement of objections [...]. It is only if the final decision alleges that the undertakings concerned have committed infringements other than those referred to in the statement of objections or takes into consideration different facts that there will be an infringement of the rights of the defence [...]. That is not the case where the alleged differences between the statement of objections and the final decision do not concern any conduct other than that in respect of which the undertakings concerned have already submitted observations and are therefore unrelated to any new objection."

"Bisogna tener conto della natura provvisoria della comunicazione degli addebiti, per cui la sussistenza di differenze tra questo documento e la decisione finale non è solo possibile, ma legittima nella misura in cui la decisione finale riflette tutti gli elementi di prova forniti e discussi nel corso del procedimento amministrativo, anche in seguito all'invio della comunicazione degli addebiti [...]. È solo qualora la decisione finale indichi che le imprese abbiano commesso violazioni ulteriori rispetto a quelli indicati nella comunicazione degli addebiti o prende in considerazione fatti differenti, che vi è una violazione dei diritti della difesa [...]. Non è questo il caso quando le asserite differenze tra la comunicazione degli addebiti e la decisione finale non riguardano condotte diverse da quelle in ordine alle quali le imprese hanno già formulato le proprie osservazioni e non sono dunque collegate ad alcun nuovo addebito." Cfr. anche TUE T-772/15, para. 62-63 e TUE T-343/18, para. 83.

¹⁰⁴ Cfr. doc. 121.1.

IV.2 La competenza dell’Autorità e la responsabilità di Comocalor

149. La fissazione dei prezzi nel periodo in esame ricade interamente entro la responsabilità di Comocalor e nella competenza dell’Autorità per le ragioni esposte di seguito.

150. I prezzi del servizio di teleriscaldamento del periodo 2021-2022 non erano prezzi regolati dall’ARERA. Solo l’anno successivo, l’articolo 47 bis della legge 41/2023 ha attribuito all’ARERA piena potestà regolatoria sui prezzi del TLR, allo scopo di introdurre una regolazione *cost reflective* delle tariffe per la generalità delle reti di teleriscaldamento. Il regolatore ha individuato un regime di regolazione transitorio per il periodo gennaio-dicembre 2024 solo con la delibera n. 638/2023 del 28 dicembre 2023, a valle di un complesso processo di consultazione.

151. Per quanto riguarda la presunta sovrapposizione dell’intervento dell’Autorità con le prescrizioni tariffarie provenienti dal Comune di Como, il fatto che la formula della tariffa del TLR di Como fosse determinata nella convenzione non costituisce un elemento sufficiente a escludere l’imputabilità della condotta alla società Comocalor, in quanto la convenzione stessa prevede la possibilità per tale società, non esercitata, di modificare la formula tariffaria, previa autorizzazione del comune di Como, se le condizioni del mercato lo richiedono.

152. Proprio tale possibilità di modifica della tariffa rende non pertinente l’eccezione della cd. “*state action defense*” che, per costante giurisprudenza europea e nazionale, esonera le imprese dalla responsabilità per violazioni degli artt. 101 e 102 TFUE solamente quando non vi siano margini di autonomia nelle condotte delle imprese essendo quest’ultime “*loro impost[e] dalla legislazione nazionale, da un quadro giuridico creato da tale legislazione o da una pressione irresistibile delle autorità nazionali*”¹⁰⁵. Situazione quest’ultima non rinvenibile nel caso di specie in cui la società per evitare di incorrere in un abuso per prezzi eccessivamente gravosi avrebbe potuto e dovuto proporre al comune di Como una modifica della tariffa, anziché continuare a godere degli extraprofiti derivanti dalla sua applicazione. Del resto, tale potere è stato attribuito in capo al gestore del servizio in ragione dell’asimmetria informativa che caratterizza i rapporti con l’ente concedente relativamente agli aspetti commerciali e di mercato dell’attività. Per cui, la condotta abusiva appare pienamente riconducibile all’autonomia riconosciuta alla società.

153. L’osservazione della Parte secondo cui vi sarebbe un’interferenza da parte dell’Autorità con lo svolgimento di un servizio d’interesse economico generale da parte di Comocalor e, di conseguenza, con quanto previsto dall’articolo 106 TFUE e dall’articolo 8 della legge n. 287/1990, non appare pertinente. Infatti, la citata deroga all’applicazione delle norme di concorrenza è ravvisabile soltanto per quei comportamenti che appaiono strettamente connessi all’adempimento degli specifici compiti

¹⁰⁵ Cfr. Tribunale UE, T-399/19, para. 54. Nello stesso senso il paragrafo 55 della medesima sentenza statuisce che “*Questa eccezione deve essere applicata in modo restrittivo [...] la Commissione potrebbe respingere le denunce di mancanza di autonomia delle imprese interessate solo se risultasse, sulla base di elementi oggettivi, pertinenti e concordanti, che questo comportamento è stato loro imposto unilateralmente dalle autorità nazionali attraverso l’esercizio di una pressione irresistibile, come la minaccia dell’adozione di misure statali suscettibili di causare loro perdite significative*”. In senso conforme, cfr. Tribunale UE T-344/17, para. 287-28. A livello nazionale, cfr. Consiglio di Stato, VI, 10 gennaio 2020, nn. 258, 246, 1759 - *Forniture Trenitalia*; Tar Lazio, I, 7 febbraio 2014, n. 1525, A441 - *Applicazione dell’Iva sui servizi postali*. A favore di un’interpretazione restrittiva dell’eccezione in oggetto si veda Consiglio di Stato, VI, 19 marzo 2019, nn. 1974 e 1797, 1753 - *Consiglio Notarile di Verona*, secondo cui la scriminante della “copertura normativa” dei comportamenti anticoncorrenziali delle imprese è “*da intendersi, tra l’altro, in senso restrittivo, potendo essere ammessa solo in presenza di condotte specificamente imposte che rappresentino puntuale attuazione di disposizioni normative inequivocabili*”. In senso conforme cfr. Consiglio di Stato, VI, 11 luglio 2016, n. 3047, 1765 - *Gare gestioni fanghi in Lombardia e Piemonte*; Consiglio di Stato, VI, 30 giugno 2016, n. 2947, 1765 - *Gare gestioni fanghi in Lombardia e Piemonte*.

affidati all'impresa¹⁰⁶. Nel caso di specie, una modifica alla formula tariffaria presente nella convenzione o l'introduzione di una misura di contenimento dei prezzi non avrebbero generato interferenze con lo svolgimento di tale servizio; tant'è che nessuna evidenza specifica in tal senso è stata fornita dalla Parte.

154. Peraltro, il contratto di proroga del servizio per l'annualità 2020/2021 e 2021/2022 firmato il 29 giugno 2021 è scaduto nell'ottobre 2022. Comocalor si è resa disponibile a proseguire il servizio, segnalando però a più riprese la necessità sia di formalizzare la disciplina contrattuale della prosecuzione del servizio, sia di definire la questione della valorizzazione degli investimenti straordinari eseguiti e da remunerare. In questi scambi Comocalor non ha mai manifestato la necessità di un intervento sulle tariffe.

155. Tuttavia, è Comocalor stessa che rileva nel ricorso presentato al Tribunale di Como che la giurisprudenza amministrativa si è da tempo espressa¹⁰⁷ in merito all'impossibilità, per un ente pubblico, di: *"imporre la proroga del contratto soprattutto se questa non risulta legittimata da precise disposizioni della legge di gara né può imporre un prezzo/corrispettivo rinviando ad accordi contrattuali superati"* (enfasi aggiunta)¹⁰⁸. Pertanto, è proprio Comocalor a suggerire (in un contesto diverso) di essere consapevole della propria facoltà di modificare il regime tariffario *almeno* da ottobre 2022, periodo in cui operava in proroga di fatto e in cui si è verificato il maggiore incremento dei prezzi.

156. Tra l'altro, come emerge dai verbali del 18 febbraio 2021, del 1° marzo 2021 e del 1° luglio 2021¹⁰⁹, il contratto di proroga del servizio per l'annualità 2020/2021 e 2021/2022 firmato il 29 giugno 2021 è stato oggetto di negoziazione tra il comune di Como e Comocalor. In questi scambi Comocalor non ha mai manifestato la necessità di un intervento sulle tariffe.

157. La capacità di Comocalor di modificare la tariffa appare evidente anche nella proposta di impegni presentata dalla Parte, nella quale Comocalor, *inter alia*, si impegnavano ad applicare un meccanismo di mitigazione del regime tariffario in vigore, destinato a operare in presenza di pressioni inflazionistiche del prezzo del gas derivanti da fattori di carattere esogeno ed eccezionale, quali quelli verificatisi nel periodo considerato dall'Autorità nell'Atto di avvio. Ciò dimostra come sia nella disponibilità della Parte di proporre modifiche della tariffa e inoltre lascia intendere che nel presentare tale proposta la Parte abbia verificato la disponibilità del Comune ad aderire all'Impegno.

158. In conclusione, la fissazione dei prezzi di vendita del calore nel periodo 2021-2022, ricade interamente entro l'autonomia di Comocalor e rientra quindi pienamente nell'ambito di intervento dell'Autorità ai sensi dell'articolo 3, comma 1, lettera a), della legge n. 287/1990.

159. Sotto altro profilo, l'obiezione della Parte, secondo cui un eventuale condotta abusiva non sarebbe imputabile alla Società che la attua in presenza di uno *shock* esogeno, non appare pertinente. Nel caso in esame, a differenza del caso A541 riguardante prezzi eccessivamente onerosi nei servizi

¹⁰⁶ Si veda la sentenza del Tar Lazio, I, 26 settembre 2019, n. 11330, A508 – SIAE/Servizi intermediazione diritti d'autore. *"Le regole "antitrust", pertanto, devono trovare applicazione sempre, tranne – secondo la stretta interpretazione propria delle norme derogatorie – quando tale applicazione impedisca la cura dell'interesse generale secondo quanto affidato "ex lege" come finalità istituzionale."*

¹⁰⁷ Così, *ex plurimis*, Tar Calabria, Reggio Calabria, 18/10/2021, n. 794; Tar Campania, Napoli, Sez. VIII, 10/02/2022, n. 891.

¹⁰⁸ Cfr. doc 133.3.

¹⁰⁹ Cfr. docc. 93.3, 93.4, 93.5.

traghettamento veicoli sullo Stretto di Messina, lo *shock* esogeno ha sì alterato le normali dinamiche di mercato ma esclusivamente dal lato dell'offerta, e con effetti sui costi dell'impresa non particolarmente significativi. L'impatto dello *shock* sui prezzi del gas e dell'energia elettrica che ha riguardato il periodo in esame non si è manifestato sulla domanda di Comocalor rimasta quasi invariata rispetto all'anno precedente e non si è manifestato in maniera rilevante sui costi (cfr. *infra*). Lo *shock* ha avuto effetti prevalentemente sui prezzi praticati da Comocalor, ma tale aumento non risulta indipendente dal comportamento dell'impresa stessa, che come ampiamente argomentato avrebbe potuto intervenire. Nel caso A541, invece, i periodi esclusi dal calcolo dell'eccesso erano periodi in cui la pandemia del Covid aveva avuto un impatto sulla domanda dei servizi forniti dalle Società coinvolte, quasi azzerandola. In quel particolare contesto, ovviamente, lo *shock* negativo di domanda e i suoi effetti sui profitti e i prezzi dell'impresa erano da considerarsi indipendenti dal comportamento dell'impresa stessa.

IV.3 Il mercato rilevante e la dominanza di Comocalor

160. Il teleriscaldamento è un sistema di riscaldamento/raffrescamento che si distingue dagli altri sistemi di riscaldamento/raffrescamento in virtù della circostanza che l'energia termica non è prodotta in loco, attraverso impianti di generazione di proprietà del consumatore che acquista i vettori energetici (combustibili, elettricità ecc.) necessari alla produzione dell'energia termica, ma viene venduta al consumatore da soggetti che la producono in impianti di generazione centralizzati e la distribuiscono attraverso reti chiuse nelle quali scorre un fluido termovettore. Nel teleriscaldamento la cessione dell'energia termica all'utente avviene a mezzo di uno scambiatore posto presso l'utente stesso, il quale non deve dotarsi di alcun impianto di generazione di energia termica.

161. Il teleriscaldamento costituisce un mercato del prodotto distinto da quello degli altri sistemi di riscaldamento, la cui estensione geografica coincide con quella della singola rete¹¹⁰.

162. Il TLR si distingue dagli altri sistemi perché il calore non è prodotto in loco, attraverso impianti di proprietà del consumatore, ma viene prodotto in impianti di generazione centralizzati e distribuito attraverso reti chiuse.

163. Mentre nei mercati liberalizzati dell'energia, il consumatore può scegliere tra diversi fornitori del vettore energetico appropriato al sistema di generazione dell'energia termica prescelto, oltre che tra diversi fornitori degli specifici impianti di generazione, nel caso della rete di teleriscaldamento, invece, l'offerta di energia termica ha di fatto una struttura di monopolio verticalmente integrato. Nella rete di Como il calore è distribuito da un unico operatore che gestisce la rete, Comocalor, e tale calore viene prodotto da un unico operatore che gestisce il termovalorizzatore, Acinque Ambiente.

164. Ciò detto, l'unica possibile fonte di concorrenza per Comocalor è quella di sistemi alternativi di riscaldamento. Tale concorrenza potrebbe esplicitarsi *ex ante* oppure *ex post*.

165. La pressione competitiva esercitata dagli altri sistemi *ex-post* dipende dalla misura in cui gli utenti sono in grado di passare agevolmente a prodotti disponibili considerati sostituti. Diversi e rilevanti fattori rendono il teleriscaldamento un sistema peculiare e scarsamente sostituibile con gli

¹¹⁰ Tale definizione è in linea con i precedenti, tra cui un caso riguardante prezzi eccessivamente onerosi nel servizio di TLR in Germania. Cfr. Bundeskartellamt, B8 34/13, 2015; BGH sentenza del 2002, KZR 30/00 - Fernwärme für Börnsen e BGH, decisione del 2008, KVR 2/08 - *Stadtwerke Uelzen*.

altri sistemi di riscaldamento a causa di elevati *switching costs*¹¹¹, tra cui i costi tecnici d'installazione di un nuovo sistema di riscaldamento (cfr. §§. 47-51) e i costi indiretti collegati allo slacciamento, ad esempio in termini di peggioramento della prestazione energetica degli edifici; i costi per la ricerca e lo studio di fattibilità dei sistemi alternativi; l'incertezza sulle tempistiche e sulla convenienza del cambiamento; gli ostacoli normativi, per esempio collegati alle modalità di assunzione di decisioni in ambito condominiale; gli incentivi al TLR da parte dello Stato (cfr. §§. 52-59); i pregiudizi comportamentali come il *present bias* (§§. 60-61). Tali *switching costs*, monetari e non monetari, sono rafforzati a Como dal fatto che la fonte principale del calore è la combustione di rifiuti (che innalza le prestazioni richieste al sistema alternativo).

166. Non appare pertinente l'osservazione della parte secondo cui il ruolo degli *switching costs* sia stato sopravvalutato, anche in ragione del fatto che la *survey* somministrata agli utenti abbia riguardato una rete di teleriscaldamento diversa da quella in esame. In primo luogo la *survey* ha solo confermato quanto emerso dallo studio della normativa, dalla letteratura e dai precedenti¹¹², in secondo luogo quanto appreso dalla *survey* è indipendente dalle caratteristiche specifiche della rete e quindi generalizzabile.

167. Per quanto riguarda la concorrenza *ex ante* tra teleriscaldamento ed altri sistemi di riscaldamento, quest'ultima appare piuttosto limitata. Già nell'Indagine Conoscitiva sul sistema del teleriscaldamento (IC46) l'Autorità aveva identificato alcune circostanze in cui gli incentivi a competere per acquisire nuovi clienti andavano a scemarsi a favore dell'incentivo a sfruttare i clienti esistenti. *“La tendenza alla prevalenza degli incentivi alla penetrazione del TLR piuttosto che allo sfruttamento dei clienti allacciati sarà più debole nel caso di reti piccole, limitate a singole aree, senza significative prospettive di sviluppo.”*¹¹³, come nel caso della rete di teleriscaldamento di Como. E ancora, *“via via che la rete originale viene saturata, gli incentivi ad una politica di penetrazione si riducono e cominciano a prevalere quelli allo sfruttamento dei clienti allacciati. Ciò significa che, anche in presenza di vincoli alla possibilità di discriminare tra vecchi e nuovi clienti, nel tempo crescerà l'incentivo ad alzare il prezzo del calore praticato a tutti i clienti allacciati.”*¹¹⁴. Nel caso di Comocalor non solo la rete è una rete trentennale che ha necessitato negli ultimi anni di intensi interventi di manutenzione straordinaria e quindi presumibilmente satura, ma la Società operava nel periodo in esame in regime di proroga di fatto, e quindi senza alcuna prospettiva certa di continuare ad operare la rete in futuro anche a causa dell'incertezza delle tempistiche del nuovo affidamento del servizio.

168. Infine, come evidenziato anche dall'ARERA, oltre ai significativi *switching costs* associati al passaggio da un sistema all'altro, vi sono anche problematiche *ex ante* nel comparare i sistemi di teleriscaldamento con il riscaldamento tradizionale¹¹⁵. Tra l'altro, alcuni consumatori manifestano

¹¹¹ A riguardo, la Commissione europea scrive nella Comunicazione sulla definizione di Mercato Rilevante, al paragrafo 57, che: *“esistono diversi ostacoli potenziali alla sostituzione così come costi legati al passaggio a nuovi prodotti. Tali ostacoli e costi possono essere causati da un'ampia gamma di fattori, tra cui gli obblighi contrattuali, i costi per la ricerca di prodotti alternativi, l'incertezza sulla qualità e sulla reputazione dei prodotti alternativi, i costi per apprendere come utilizzare altri prodotti”*.

¹¹² Cfr. Bundeskartellamt, B8 34/13, 2015, §§. 18-27.

¹¹³ IC46, §. 311.

¹¹⁴ IC46, §. 312.

¹¹⁵ La specificità del sistema di teleriscaldamento e la insufficiente sostituibilità dello stesso con i sistemi di riscaldamento

preferenze non di prezzo e non considerano i sistemi di riscaldamento completamente intercambiabili¹¹⁶. Il teleriscaldamento, per esempio, ha delle caratteristiche differenti rispetto agli altri sistemi, tra cui, su tutte, la maggiore efficienza energetica e sostenibilità ambientale.

169. L'obiezione avanzata dalle Parti, per cui la definizione di mercato rilevante adottata dall'Autorità nel provvedimento di avvio sarebbe errata in quanto “*valorizza differenze dal lato dell'offerta che non dovrebbero rilevare, in quanto il principale fattore da considerare è la sostituibilità della domanda*”¹¹⁷, come sarebbe sostenuto nella recente Comunicazione della Commissione europea sulla definizione del mercato rilevante, non risulta convincente per due ragioni: la prima è che la sostituibilità della domanda è stata opportunamente considerata, la seconda è che le differenze dal lato dell'offerta rilevano in quanto influiscono sulle scelte dei consumatori.

170. Ignorare le differenze nell'offerta potrebbe portare a includere nello stesso mercato qualsiasi servizio che sia astrattamente in grado di produrre il riscaldamento di ambienti chiusi, ignorando qualsiasi differenza tecnologica, di fonti energetiche impiegate, di costo e di corrispondente *pricing* potenziale da parte dei fornitori, oltre che di caratteristiche del servizio (anche in termini ambientali). Nel caso d'interesse, al contrario, i sistemi di teleriscaldamento, pur rispondendo allo stesso bisogno¹¹⁸, sfruttano tecnologie molto diverse da quella dei sistemi di riscaldamento tradizionale tramite caldaia a gas, che possono dipendere - e di fatto dipendono, nel caso della rete oggetto d'istruttoria - da fonti energetiche in gran parte diverse e quindi hanno la potenzialità di rispondere in modo diverso ai cambiamenti del mercato delle fonti energetiche, con potenziali diverse ripercussioni sui prezzi finali e in generale sulle condizioni di fornitura.

171. Tali considerazioni hanno l'effetto di rendere l'allaccio a un sistema di teleriscaldamento come un'opzione ben distinta, nella percezione del consumatore, rispetto a quella di collegarsi a un sistema di riscaldamento tradizionale. Nello stesso senso milita, del resto, il diverso grado di sostenibilità ambientale associato a taluni sistemi di riscaldamento, elemento anche questo capace di differenziare i sistemi per i consumatori¹¹⁹.

172. I sistemi in questione, infatti, pur potendo in taluni casi avere una dinamica di costi comparabile, in determinate circostanze - come quelle del periodo oggetto d'istruttoria - possono

tradizionale è esplicitamente affermata dall'ARERA - che, osserva ad esempio che “*La presenza di economie di scala e di densità comporta una funzione di costo subadditiva (i costi sostenuti da una sola impresa nel produrre l'intera quantità domandata sono inferiori a quelli che sosterebbero due o più imprese contemporaneamente presenti sul mercato). Tale caratteristica ha influenzato le modalità di erogazione del servizio, che è in genere fornito da imprese che operano in una condizione di monopolio locale. L'assetto monopolistico del servizio comporta che l'unica pressione competitiva per gli esercenti è data dalla possibilità, per l'utente, di passare a servizi di climatizzazione alternativi. L'effettiva possibilità di cambiare il tipo di impianto di climatizzazione può essere tuttavia limitata dalla presenza di barriere tecniche ed economiche.*” - nonché, implicitamente, dal legislatore che ha ritenuto di conferire a tale Autorità un potere di regolazione tariffaria.

¹¹⁶ Deller, David, et al. “Switching energy suppliers: It's not all about the money.” *The Energy Journal* 42.3 (2021): 1-26.

¹¹⁷ Cfr. doc. 65.

¹¹⁸ In passato, ad esempio, la Commissione europea ha definito mercati separati per taluni prodotti alimentari, pur in presenza della medesima destinazione d'uso, ossia l'alimentazione umana. Cfr., ad esempio, il caso M.7220 *Chiquita Brands International/Fyffes*, punti da 29 a 34, nel quale la Commissione europea ha definito le banane un mercato del prodotto distinto rispetto a quello della frutta fresca.

¹¹⁹ Gli stessi gestori delle reti di teleriscaldamento, del resto, pubblicizzano comprensibilmente sia i potenziali risparmi che i potenziali benefici ambientali derivanti dall'utilizzo delle proprie reti di teleriscaldamento, rispetto ai sistemi di riscaldamento tradizionale. Tali elementi sono considerati anche quali possibili fattori rilevanti nella Comunicazione della Commissione europea citata da Comocalor. Cfr., ad esempio, C/2024/1645 “Comunicazione della Commissione sulla definizione del mercato rilevante ai fini dell'applicazione del diritto dell'Unione in materia di concorrenza”, §. 50.

essere caratterizzati invece da un andamento dei costi (e quindi potenzialmente dei prezzi) non allineato.

173. In sintesi, sia per le diverse caratteristiche - tecnologiche ed economiche - del prodotto, sia per il diverso effetto ambientale, sia per la percezione che tali diversità generano per i consumatori sia, infine, per la presenza di *switching costs* e comunque di vincoli e vischiosità di fatto al passaggio tra sistemi si può affermare, in una logica di *test* del monopolista ipotetico¹²⁰, che vi sarebbero margini per il gestore di una rete di praticare piccoli ma significativi aumenti di prezzo non transitori e di operare indipendentemente dalla reazione di potenziali concorrenti, quantomeno in determinate condizioni di mercato, quali quelle verificatosi nel periodo oggetto d'istruttoria.

174. Ciò premesso, la posizione dominante di Comocalor deriva dalla semplice circostanza per cui la società è il soggetto detentore di tale monopolio locale nella gestione della rete di teleriscaldamento. Infatti, all'interno della rete di Como Comocalor agisce come distributore e venditore del calore, che è acquistato dal termovalorizzatore di Como appartenente allo stesso gruppo Acinque in forza di una concessione trentennale.

175. In virtù degli *switching costs*, Comocalor è dotata della capacità di comportarsi in maniera indipendente da clienti e concorrenti nella fornitura di calore nella rete di Como, in altri termini, è in grado di esercitare potere di mercato nella vendita di calore nella rete di Como.

176. L'esistenza degli *switching costs* naturalmente non esclude che gli *switching* si verifichino, ma ne limita l'occorrenza ad una misura tale da permettere l'esercizio di tale potere di mercato. I dati a disposizione indicano che nel 2022, a fronte di un aumento del ricavo medio di Comocalor del 75% rispetto al 2021, il tasso di *switching* è stato del $[1-5\%]$. Ciò suggerisce un'elasticità della domanda di circa $[0,01-0,10]$. Anche volendo considerare il tasso di *switching* del 2023 come conseguenza dell'aumento dei prezzi del 2022, l'elasticità della domanda sarebbe di poco superiore a $[0,10-0,20]$, compatibile con un significativo potere di mercato. Nel complesso, quindi, i tassi di *switching* che emergono dai dati a disposizione appaiono confermare le conclusioni precedenti circa gli ostacoli all'abbandono del teleriscaldamento.

177. Per tali motivi, si ritiene che Comocalor detenga una posizione dominante nel mercato della fornitura di servizi di teleriscaldamento nel comune di Como.

178. In linea con i precedenti¹²¹, non si ritiene necessario distinguere il mercato rilevante tra utenti residenziali e commerciali, come suggerito dalla Parte in ragione della possibilità per Comocalor di discriminare tra questi clienti. Di fatto, Comocalor non applica ai clienti commerciali una formula tariffaria diversa rispetto ai clienti residenziali¹²². Peraltro, alcuni di questi sono del tutto assimilabili ai singoli condòmini, come per esempio i gestori di *bed & breakfast* o di attività commerciali che si svolgono in locali appartenenti a condòmini.

179. Per quanto riguarda i clienti industriali, sebbene non si possa escludere che questi possano rappresentare un segmento di mercato differente, ai fini della valutazione sull'eccessività dei prezzi praticati da Comocalor non si ritiene che tale distinzione sia opportuna o quantomeno necessaria. I clienti industriali rappresentano tra il 5% e il 7% del totale dei consumi, pertanto in ragione delle

¹²⁰ Cfr. Comunicazione della Commissione europea, §§. 23 e 29.

¹²¹ Cfr. Bundeskartellamt, *Sektoruntersuchung Fernwärme, Abschlussbericht gem.*, §. 32 e GWB, agosto 2012.

¹²² Cfr. doc. 6.1 e 19.2.33.

economie di densità nell'erogazione del servizio non si ritiene possibile l'esistenza di un mercato distinto per tali clienti che risulterebbe diseconomico.

180. Dai dati forniti dalla Parte¹²³, emerge che l'aumento dei prezzi ha interessato i clienti industriali in maggior misura rispetto a quelli residenziali. Pertanto, considerando costi di fornitura del servizio unitari equivalenti tra tipologie di utenti serviti sulla stessa rete, tale eccesso non può che essere superiore a quello calcolato per il totale delle utenze servite. Nonostante il significativo aumento di prezzi, il tasso di scollegamenti/disattivazioni dei clienti industriali, che include sia casi di *switching* che di cessazioni di attività, nel 2023 è comunque molto contenuto. Sulla base dei prezzi del 2022, l'elasticità della domanda dei clienti industriali al prezzo è inferiore a 0,3 e, pertanto, compatibile con un elevato potere di mercato di Comocalor.

IV.4 L'eccessività e l'iniquità dei prezzi

181. Nella prassi nazionale e comunitaria, l'articolo 3, lettera a) della legge n. 287/1990 e l'analogo articolo 102, lettera a), del TFUE vietano a un'impresa in posizione dominante di imporre direttamente o indirettamente prezzi di acquisto o di vendita o altre condizioni commerciali "ingiustificatamente gravose" ovvero "non eque" (*unfair*), e in particolare, proibisce l'applicazione di prezzi eccessivamente onerosi che non risultino giustificati da alcuna ragione legittima.

182. L'applicazione di condizioni economiche ingiustificatamente gravose è stata più volte oggetto di analisi *antitrust* e ha dato luogo a una prassi e giurisprudenza consolidate¹²⁴, basate sull'originaria pronuncia della Corte di Giustizia dell'Unione europea (di seguito, CGUE) nel caso *United Brands*. In tale pronuncia la CGUE ha stabilito che un prezzo risulta illecito ai sensi delle disposizioni interessate quando l'impresa, avvalendosi della propria posizione dominante, trae vantaggi commerciali che non avrebbe ottenuto se ci fosse stata una concorrenza normale e sufficientemente efficace nel mercato rilevante¹²⁵. Infatti, in presenza di una condotta abusiva, il prezzo praticato non risulta avere un ragionevole rapporto con il valore economico della prestazione fornita¹²⁶.

183. Non esiste un unico metodo, prescritto *ex lege* o risultante dalla giurisprudenza della CGUE, per valutare tale rapporto tra il valore economico di un prodotto o servizio e il suo prezzo. Al contrario, la Corte stessa ha sottolineato che possono essere utilizzati metodi diversi per determinare se un prezzo praticato da un'impresa dominante è eccessivo e iniquo e, pertanto, abusivo¹²⁷.

184. La modalità adottata nelle presenti valutazioni si sviluppa in due fasi: *i*) la prima è volta a verificare "se vi sia un'eccessiva sproporzione tra il costo effettivamente sostenuto ed il prezzo

¹²³ Cfr. doc. 6.1.

¹²⁴ Il riferimento è alla sentenza della CGUE, C-27/76, *United Brands Company e United Brands Continentaal BV v Commission*; ripresa in seguito in *Banane Chiquita*, sentenza del 14 febbraio 1978; *OSA*, C-351/12, paragrafo 88; C-52/07, *Kanal 5 and TV 4*; C-226/84, *British Leyland v. Commission*; C-26/75, *General Motors v Commission*; C-30/87, *Corinne Bodson contro SA Pompes funèbres des régions libérées*; C-323/93, *Crespelle*; nonché nelle decisioni della Commissione europea, COMP/C-1/36.915 - *Deutsche Post AG*; COMP/A.36.568/D3, *Scadlines Sverige AB v. Port of Helsingborg* e Case AT.40394 (*Aspen*).

¹²⁵ Cfr. CGUE, 14 febbraio 1978, in causa 27/76 *United Brands Company e United Brands Continentaal BV c. Commissione delle Comunità europee. Banane Chiquita*, §. 249.

¹²⁶ Cfr. *ibidem* §. 250.

¹²⁷ Cfr. *ibidem* §. 253.

effettivamente richiesto”; ii) la seconda ad accertare se il prezzo eccessivo rispetto ai costi sia altresì “*non equo, in assoluto oppure rispetto ai prodotti concorrenti*”¹²⁸.

IV.4.1 L'eccessiva sproporzione tra il costo effettivamente sostenuto ed il prezzo effettivamente richiesto

185. Il raffronto tra prezzi applicati e costi sostenuti (“l’eccessività”)¹²⁹ rappresenta il primo passo per analizzare l’ingiustificata onerosità dei prezzi o delle condizioni di vendita.

186. Data la natura dell’attività di fornitura del servizio di teleriscaldamento, assimilabile all’attività di erogazione e gestione delle *utility*, il primo approccio seguito per valutare “l’eccessività” è quello di un confronto tra il costo del capitale e il ritorno sul capitale, applicando un metodo *standard* nella regolamentazione delle *utility* che prevede che una società regolata dovrebbe avere un rendimento pari al costo medio ponderato del capitale (WACC) sulla base patrimoniale stimata¹³⁰. Una volta stabilita una misura del costo medio ponderato del capitale (WACC) di una società o di un settore, il prezzo che la società regolata è autorizzata ad applicare è impostato per generare un rendimento sul capitale investito (RONA) previsto pari al WACC.

187. L’attività di Comocalor, seppur non sottoposta a regolazione delle tariffe nel periodo in oggetto, si svolge nella forma di monopolio locale sottoposto a regime concessorio e quindi scarsamente esposta a rischi di fallimento *ex ante*. Pertanto, tali rischi, che dovrebbero essere ricompensati *ex post* in un contesto di mercato competitivo, sono meno rilevanti in questo contesto. Il ricorso al WACC appare pertanto ragionevole.

188. Il RONA realizzato dalla rete di Comocalor deve essere confrontato con un WACC che approssimi quello effettivo del settore. Considerato che il WACC rappresenta il rendimento minimo che occorre offrire ad un investitore affinché operi in un dato settore e visto che il WACC per il teleriscaldamento sarà verosimilmente superiore a quello delle reti di distribuzione del gas naturale¹³¹, si ritiene opportuno valutare l’equo rendimento del capitale non sulla base di un unico

¹²⁸ Cfr. *ibidem* §. 252: “*the questions therefore to be determined are whether the difference between the costs actually incurred and the price actually charged is excessive, and, if the answer to this question is in the affirmative, whether a price has been imposed which is either unfair in itself or when compared to competing products*”. V. anche CGUEE, OSA, C-351/12, paragrafo 88; C-52/07, Kanal 5 and TV 4; C-226/84, British Leyland v. Commission; C-26/75, General Motors v. Commission; C-30/87, Corinne Bodson contro SA Pompes funèbres des régions libérées; C-323/93, Crespelle; Commissione europea, COMP/C-1/36.915 - *Deutsche Post AG - Intercettazione di posta transfrontaliera e COMP/A.36.568/D3, Scadlines Sverige AB v. Port of Helsinborg*.

¹²⁹ Cfr. CGUE, C-27/76, *United Brands*, cit., §§. 249, 250 e 251: “*Questa sproporzione potrebbe, fra l’altro, essere valutata obiettivamente in base al raffronto tra il prezzo di vendita del prodotto in questione e il suo costo di produzione, raffronto da cui risulterebbe l’entità del margine di profitto*”.

¹³⁰ Il costo del capitale è una stima del prezzo che un’azienda deve pagare per raccogliere il capitale che impiega. In alternativa, potrebbe anche essere visto come il costo opportunità del miglior investimento successivo o il rendimento che si otterrebbe se il capitale fosse investito altrove, rettificato per il rischio dell’attuale investimento. Più specificamente, il costo del capitale deriva da due diverse fonti di capitale, debito e capitale proprio. Nel momento in cui l’attività viene avviata, il capitale dell’azienda è costituito da capitale di debito, ovvero denaro da investitori che hanno acquistato le obbligazioni emesse dall’azienda e capitale proprio ottenuto tramite la vendita di azioni di nuova emissione in cambio di denaro pagato dagli investitori. L’importo totale del capitale, ovvero capitale proprio e debito combinati, è chiamato base di capitale. Il costo del capitale viene, quindi, calcolato come costo medio ponderato del capitale (WACC).

¹³¹ Nel DCO388/2023 l’ARERA ha osservato, in relazione alle modalità di determinazione dei parametri specifici di settore per il futuro WACC del teleriscaldamento e, in particolare, del parametro *passet* (che misura il rischio sistematico non diversificabile), che il “*rischio sistematico dell’attività di teleriscaldamento dovrebbe infatti essere comparabile a quello legato alla gestione di altri servizi energetici in assetto verticalmente integrato (e pertanto superiore a quello previsto per i soli servizi a rete, tenuto conto delle incertezze legate alla possibile modifica della propria quota di*

valore, ma di una griglia di valori determinata a partire dal WACC nominale della distribuzione del gas. Tale approccio permette peraltro di verificare la sensibilità di un eventuale risultato di eccessività all'aumentare del rendimento garantito all'impresa. Il valore base del WACC nominale (approvato dall'ARERA per la distribuzione gas) è, pertanto, incrementato del 10%, 30% e 50%.

189. Nel 2021 il RONA di Comocalor (6%) è inferiore al valore base del WACC nominale (8,1%). Nel 2022 il RONA di Comocalor è pari al 34%. Questo valore, in assoluto piuttosto elevato, è largamente superiore a qualsiasi WACC di riferimento. Si discosta di circa 26 punti percentuali dal WACC base, e di 23 punti percentuali dal valore base incrementato del 50%. Peraltro, il RONA di Comocalor nel 2022 eccede quello medio del periodo 2016-2020 di 22 punti percentuali.

190. Seppur già suggestivo di un "eccesso", il confronto tra RONA e WACC è stato affiancato nell'analisi dal metodo del *cost-plus*. La casistica in materia di *excessive pricing* ha recentemente adottato il metodo del *cost-plus* che misura la sproporzione del prezzo imposto rispetto a una misura dei costi complessivi ragionevolmente afferenti alla produzione del bene o servizio oggetto d'esame, i costi d'uso del capitale (ammortamenti) e un'"equa" redditività per l'impresa¹³². Questa misura di costo inclusiva di una redditività riconosciuta permette di quantificare "l'eccesso" e di confrontarlo con i risultati ottenuti nei precedenti.

191. Nel caso presente, la valutazione di eccessività tramite il *cost-plus* è stata effettuata utilizzando due metodologie: *a)* la sproporzione tra prezzi e costi attraverso il confronto tra un "costo riconosciuto" inclusivo di un rendimento del capitale e i ricavi effettivi della società; *b)* la sproporzione tra prezzi e costi attraverso il confronto tra i costi operativi (esclusi gli ammortamenti) "maggiorati" di una misura di redditività d'impresa e i ricavi effettivi della società.

192. La metodologia descritta al punto *a)*, così come il confronto RONA-WACC, tiene opportunamente conto della circostanza che l'attività di teleriscaldamento richiede ingenti investimenti in immobilizzazioni materiali, che devono essere adeguatamente remunerati perché l'attività sia economicamente praticabile. D'altra parte, tale metodologia si basa sull'assunzione che l'impresa sia efficiente, *i.e.* che i costi non siano gonfiati a causa della posizione monopolistica dell'impresa stessa, e che gli investimenti siano effettuati e ripartiti nel tempo in modo ragionevole. Nel caso di specie, Comocalor nel 2022 ha sostenuto costi e investimenti dovuti a interventi di manutenzione straordinaria, che riducono la stima dell'eccesso. Tuttavia, non è possibile determinare se tali costi siano pienamente giustificati e quindi debbano essere interamente riconosciuti nel calcolo dell'eccesso o se siano conseguenza di ritardi, inefficienze o distorsioni legate alla fase finale della concessione. Peraltro, la Società non sosterrà tali costi in quanto ha provveduto a richiedere il rimborso degli stessi al comune di Como nel rispetto di quanto previsto dall'articolo 11 della concessione per gli investimenti effettuati nell'ultimo quinquennio della stessa.

193. La metodologia al punto *b)* non tiene conto nel calcolo dell'eccesso né del capitale investito né degli ammortamenti, risultando pertanto inusuale nell'analisi di attività caratterizzate da importanti investimenti di rete. In questo contesto, il ricorso al metodo basato sul ROS appare appropriato a complemento dell'analisi basata sul WACC, in quanto presenta il vantaggio di essere meno sensibile a scelte contabili (quali per esempio il periodo di ammortamento) e di investimento (come la

mercato)" (§. 4.13).

¹³² Quest'ultima è stata valutata considerando differenti indicatori della redditività di impresa, che variano dagli indici di ritorno sul capitale investito (ROI, ROE, ROCE) ai tassi di profittabilità delle vendite (ROS, margine di contribuzione).

capitalizzazione dei costi di manutenzione). Inoltre, il periodo in esame si colloca dopo il termine di una concessione trentennale, pertanto gli investimenti sulla rete sono già stati ampiamente ammortizzati e adeguatamente remunerati (si veda sez. III.3.5). Infine, a conferma di quanto finora argomentato Comocalor e Acinque hanno indicato l'EBITDA come parametro di riferimento nelle proprie valutazioni di *business*, anche in presenza di piani industriali¹³³, escludendo l'uso di indici basati sul rendimento del capitale investito.

194. Sulla base dei *test a)* e *b)*, nel 2021 non si riscontra alcuna eccessività, in quanto il margine operativo risulta inferiore alla redditività riconosciuta all'impresa nella maggior parte dei *test* effettuati. L'aumento dei prezzi ha interessato principalmente l'ultimo trimestre del 2021 con un effetto non significativo sul fatturato dell'anno. L'analisi dell'eccessività è stata effettuata sull'intero anno per tenere conto della stagionalità del servizio.

195. Di contro, l'ampia varietà dei *test* utilizzati ha fornito risultati univoci sulla sussistenza di una significativa sproporzione tra i ricavi e i costi di Comocalor nel 2022. Con la metodologia basata sul WACC e l'allocatione dei costi proposta dagli Uffici¹³⁴ (parte superiore della Tabella 5), nel 2022 l'eccesso rappresenta il 40% del *cost-plus* nell'ipotesi in cui si usi il WACC del 11,1% (il maggiore valore ipotizzato) e il 49% del *cost-plus* nell'ipotesi in cui si usi il WACC del 7,4% (il valore approvato per la distribuzione gas). Con un WACC dell'8,1% (+10% rispetto a quello base), l'eccesso sarebbe del 47% circa.

196. Nell'analisi di cui al punto *b)* per quantificare la redditività d'impresa riconosciuta nel *cost-plus*, sono stati presi come riferimento diversi valori del ROS, in modo da garantire che i risultati siano robusti a diverse assunzioni sulla redditività che ragionevolmente l'impresa dovrebbe raggiungere. Nei precedenti¹³⁵ per scegliere la redditività più appropriata si è fatto ricorso a dei "comparatori", spesso imprese operanti nello stesso settore ma a condizioni concorrenziali. In questo contesto la maggior parte delle reti di teleriscaldamento opera in un regime di monopolio locale e peraltro molte reti applicano formule tariffarie simili a quelle applicate da Comocalor. Pertanto, fare riferimento a tali imprese rischia di sovrastimare il ROS ragionevolmente ottenibile a condizioni competitive. Ciò detto, si è scelto di usare come riferimento il ROS realizzato dalle reti di teleriscaldamento di A2A Calore & Servizi, appartenenti allo stesso gruppo di cui fa parte Comocalor.

197. Tali reti, a differenza delle altre reti di Acinque, sono parzialmente alimentate dalla combustione dei rifiuti e quindi più simili a Comocalor in termini di input produttivi. Inoltre, i prezzi praticati da A2A Calore & Servizi sono meno soggetti alle criticità fin qui esposte per Comocalor in quanto i) riflettono le fonti di provenienza del calore, ossia sono indicizzati ad una formula che è una media ponderata tra l'andamento del prezzo del gas e l'andamento del PUN (che rappresenta il "costo opportunità" per il calore prodotto da fonti non fossili); ii) A2A Calore & Servizi ha messo in atto

¹³³ Cfr. docc. 84 e 89.

¹³⁴ In assenza di obiezioni da parte di Comocalor su tale allocatione dei costi presentata nella CRI, e in assenza di argomentazioni a sostegno di allocationi diverse (inclusa quella inizialmente proposta dalla Parte), si ritiene che i risultati più attendibili siano quelli basati sull'allocatione proposta dagli Uffici.

¹³⁵ Cfr. A480 - *Incremento prezzo farmaci Aspen*, provvedimento n. 26185 del 29 settembre 2016, in Bollettino n. 36/2016; A541 - *Servizi traghettamento veicoli stretto di Messina*, provvedimento n. 30086 del 29 marzo 2022, in Bollettino n. 14/2022; A524 - *Leadiant biosciences/farmaco per la cura della xantomatosi cerebrotendinea*, provvedimento n. 30156 del 17 maggio 2022, in Bollettino n. 21/2022; la decisione della *Competition & Markets Authority* del 7 dicembre 2016, *Unfair pricing in respect of the supply of phenyto in sodium capsules in the UK* (Caso CE/9742-13);

delle misure volte a contenere i prezzi praticati agli utenti allacciati alle reti di TLR dal secondo trimestre 2022 in poi. Di fatto i prezzi medi di tali reti risultano inferiori a quelli praticati da Comocalor (§§. 69-71) nel 2022 ma simili nel 2021.

198. Giova notare, infine, che il ROS di Comocalor negli anni precedenti al 2022 è in linea con quello di A2A Calore & Servizi. I valori presi a riferimento per il *cost-plus* sono il ROS di A2A Calore & Servizi nel 2022 (19%) e nel 2021 (30%), e la media del 2020-2022 (26%). Nel 2021 il ROS di Comocalor era pari al 23%, pertanto inferiore a due dei valori usati nel test. La media del ROS tra il 2016 e il 2020 di Comocalor è pari al 30%, quindi coincidente con il più alto valore del ROS utilizzato. Alla luce di quanto rappresentato, si ritiene che i valori scelti siano ragionevoli e sicuramente non restrittivi.

199. Anche l'analisi del *cost-plus* basata sull'EBITDA, punto b), restituisce valori che suggeriscono un eccesso nel 2022 che varia, a seconda del ROS preso in considerazione, tra il 56% e il 35% nell'ipotesi di allocazione dei costi più favorevole alla Parte¹³⁶.

200. Rispetto a quanto ipotizzato in fase di avvio, sulla base dei risultati dei *test* menzionati, si rileva che la condotta abusiva può essere esclusa per l'anno 2021. Per quanto riguarda l'anno 2022, le metriche utilizzate suggeriscono la presenza di un eccesso, che si colloca al di sopra di quanto considerato "ragionevole" nei precedenti¹³⁷.

201. Nonostante la giurisprudenza fornisca alcuni riferimenti utili per un confronto, non esistono soglie quantitative o precise relazioni aritmetiche che definiscano quale misura debba assumere la sproporzione tra prezzi e costi per essere considerata indicativa di un abuso di sfruttamento. Al contrario, il giudizio deve essere condotto alla luce delle specificità del caso¹³⁸.

202. Alla luce delle evidenze rappresentate, in questo specifico caso, gli eccessi riscontrati appaiono sufficienti a sostenere che i prezzi pagati dagli utenti della rete di TLR di Como nel 2022 erano eccessivi. Tanto più che tali eccessi sono probabilmente sottostimati. L'analisi basata sul *cost-plus* è direttamente influenzata dal modo in cui l'impresa decide di realizzare i propri investimenti e di trattare nei propri conti gli oneri di ammortamento e svalutazione (metodo a)) e in generale dall'efficienza dell'impresa. Ciò è particolarmente rilevante in questo caso, dato che negli ultimi anni Comocalor ha effettuato investimenti sulla rete dovuti allo stato di ammaloramento in cui questa riversava che saranno rimborsati dal comune di Como.

203. L'osservazione della Parte secondo cui l'eccessività dei prezzi imposti da Comocalor andrebbe valutata su un periodo più esteso appare infondata. La condotta contestata ha inizio quando in concomitanza con il rialzo del prezzo all'ingrosso del gas, nell'ultimo trimestre del 2021, e in assenza di un intervento di Comocalor, il prezzo di vendita del calore è aumentato

¹³⁶ Con l'allocazione dei costi basata sul *driver* calore, l'eccesso stimato con un ROS intermedio del 26% è superiore di ben 9 punti percentuali (52% vs. 43%).

¹³⁷ Ad esempio, in *Deutsche Post* la Commissione europea ha ritenuto eccessivo un margine del prezzo sul costo del 25%, perché l'impresa operava in un settore regolato dove il margine di profitto usuale era del 3%. In *Aspen*¹, invece, la Commissione europea ha applicato un approccio *cost-plus*, confrontando i prezzi con i costi totali (esclusi gli ammortamenti), maggiorati di un ragionevole margine, calcolato al 23% sulla base della misura mediana dell'EBITDA delle società scelte come confronto. Un eccesso rispetto al *cost-plus* fino a un massimo del 20%, è stato considerato dalla Commissione europea ragionevole. Secondo la Commissione europea una deviazione al rialzo dal parametro di redditività scelto non implica automaticamente un prezzo eccessivo, solo i prezzi che superano significativamente il livello del *cost-plus* possono costituire un atto di abuso e la valutazione deve essere effettuata tenendo conto delle circostanze specifiche di ciascun caso.

¹³⁸ Cfr. CGUE, *United Brands*, cit., §. 250.

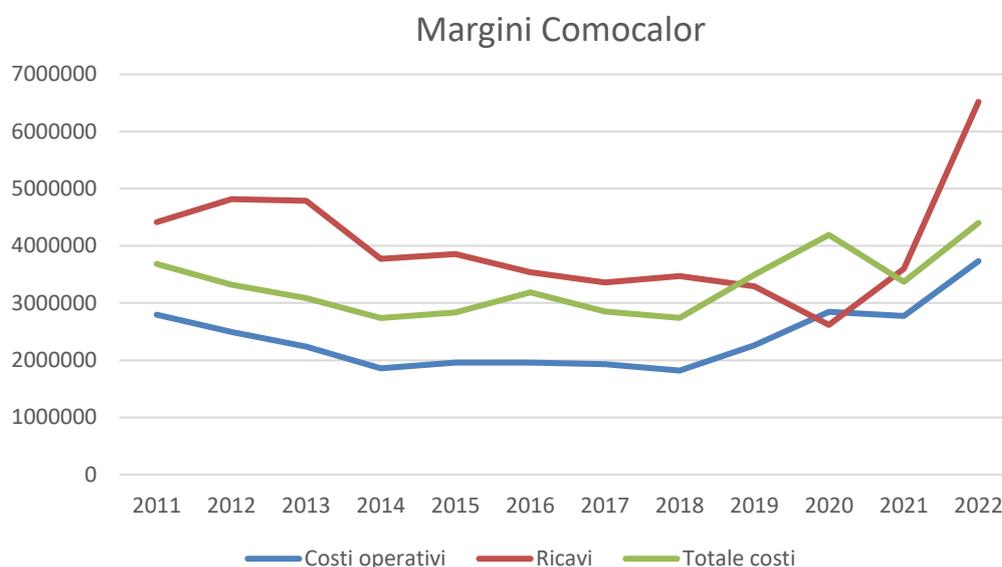
significativamente. Valutare l'eccesso in periodi diversi da quelli interessati dalla condotta contestata appare in contraddizione con i precedenti dell'Autorità¹³⁹ e appare, altresì, contraddittorio valutare l'esistenza di un eccesso includendo periodi in cui non vi è evidenza di una condotta abusiva. Diverso è, nel caso specifico del 2021, valutare l'eccesso sull'intero anno, piuttosto che sui soli mesi interessati dalla condotta, in quanto tale scelta deriva dalla volontà di tenere conto della stagionalità del servizio di teleriscaldamento.

204. Quanto detto basterebbe a rendere inconferente l'analisi presentata dalla Parte che rileva un eccesso del 7% su un periodo di tre anni, dal 2020 al 2022. Tale risultato non merita rilievo anche alla luce di altre considerazioni. In primo luogo, la scelta di includere l'anno 2020 appare strumentale data la disponibilità di dati per periodi più estesi, e dato che essa non è coerente con le argomentazioni presentate nella memoria economica finale che, qualora accolte, richiederebbero un'analisi su un periodo temporale più esteso. La parte sostiene, infatti, che la formula del costo evitato genererebbe una marginalità aleatoria con esiti diversi nel corso degli anni e che andrebbero a compensarsi. In secondo luogo, il risultato soffre di un errore metodologico, in quanto la media degli eccessi sui tre anni andrebbe pesata per la *cost-plus* se lo scopo è quello di catturare eventuali compensazioni tra un anno e l'altro. In terzo luogo, il risultato non è robusto alla seconda metodologia per il calcolo dell'eccesso presentata nella CRI e mai messa in discussione nella memoria. La metodologia basata sul ROS restituisce un eccesso medio tra il 2020 e il 2022 del 16% con un valore del ROS intermedio del 26%.

205. Il metodo WACC e il metodo ROS restituiscono risultati diversi proprio in ragione delle particolari circostanze che caratterizzano l'anno 2020. La marginalità relativa all'esercizio 2020 era in rilevante diminuzione a causa, *inter alia*, dei seguenti fattori: (i) importanti costi di manutenzione sostenuti a fronte del riscontrato grave ammaloramento delle tubazioni (in parte capitalizzati e rimborsati in futuro dal Comune); (ii) ammortamenti non basati sul fine vita degli investimenti ma sulla durata della proroga, di fatto su due anni. Il metodo basato sul ROS, risulta in questa circostanza più informativo, in quanto è meno sensibile a scelte, che sono legittime da un punto di vista contabile (quali per esempio il periodo di ammortamento e la capitalizzazione dei costi di manutenzione) ma distorsive in un esercizio di valutazione di sproporzione tra ricavi e costi in un determinato periodo.

206. In definitiva, sebbene si ritenga che l'analisi dell'eccesso debba essere confinata all'anno 2021 e 2022, si è stimato l'eccesso medio realizzato da Comocalor tra il 2015 e il 2022 esclusivamente allo scopo di contestualizzare la condotta di Comocalor e di escludere, in replica alla memoria finale della Parte, che questa possa essere "giustificata" da una marginalità aleatoria nel corso degli anni precedenti. Tale eccesso è compreso tra il 13%, ottenuto con il metodo del WACC, e il 30% ottenuto con il metodo del ROS (si veda sezione III.3.5). Come mostrato nella figura che segue, in media Comocalor ha realizzato profitti positivi tra il 2011 e il 2022, realizzando una perdita d'esercizio significativa esclusivamente nell'anno 2020.

¹³⁹ Si veda il caso A541 - *Servizi traghettamento veicoli stretto di Messina*. "L'orizzonte temporale preso in considerazione va dal 2017 al 2020. Tuttavia, come illustrato in precedenza, i risultati relativi al 2020 non risultano significativi rispetto alla condotta oggetto di analisi e, pertanto, non vengono riportati."

Figura 4: Evoluzione di ricavi e costi di Comocalor (dati di bilancio) dal 2011 al 2022¹⁴⁰

207. L'obiezione della Parte secondo cui l'eccesso non sarebbe persistente e dunque non significativo, appare frutto di una divergente interpretazione della giurisprudenza a riguardo. La citata argomentazione dell'Avvocato Generale Wahl nelle conclusioni presentate il 6 aprile 2021 nella causa C-177/16, Akka, espressamente richiamate nella sentenza della Corte¹⁴¹, fa riferimento a prezzi occasionalmente al di sopra di quelli di riferimento in opposizione a prezzi che rimangono o sono ripetutamente al di sopra del prezzo di riferimento per un considerevole periodo di tempo. Nel presente caso l'aumento del prezzo del teleriscaldamento non è stato occasionale in quanto l'aggiornamento della tariffa in base al prezzo del gas, e quindi il rialzo dei prezzi, si è registrato nell'ultimo trimestre del 2021 e si è successivamente ripetuto per quattro trimestri fino dicembre 2022. Peraltro negli ultimi tre mesi del 2022 l'aggiornamento della tariffa è diventato mensile e quindi più frequente. Comocalor ha persistentemente deciso di mantenere elevati i prezzi praticati ai propri utenti.

IV.4.2 L'iniquità dei prezzi praticati da Comocalor

208. I due criteri previsti citati nella sentenza *United brands* per verificare l'iniquità di un prezzo eccessivo sono alternativi. Pertanto, per stabilire che un prezzo sia illecito ai sensi dell'articolo 102, lettera a) del TFUE, o dell'analogo articolo 3 lettera a) della legge n. 287/1990, è sufficiente che

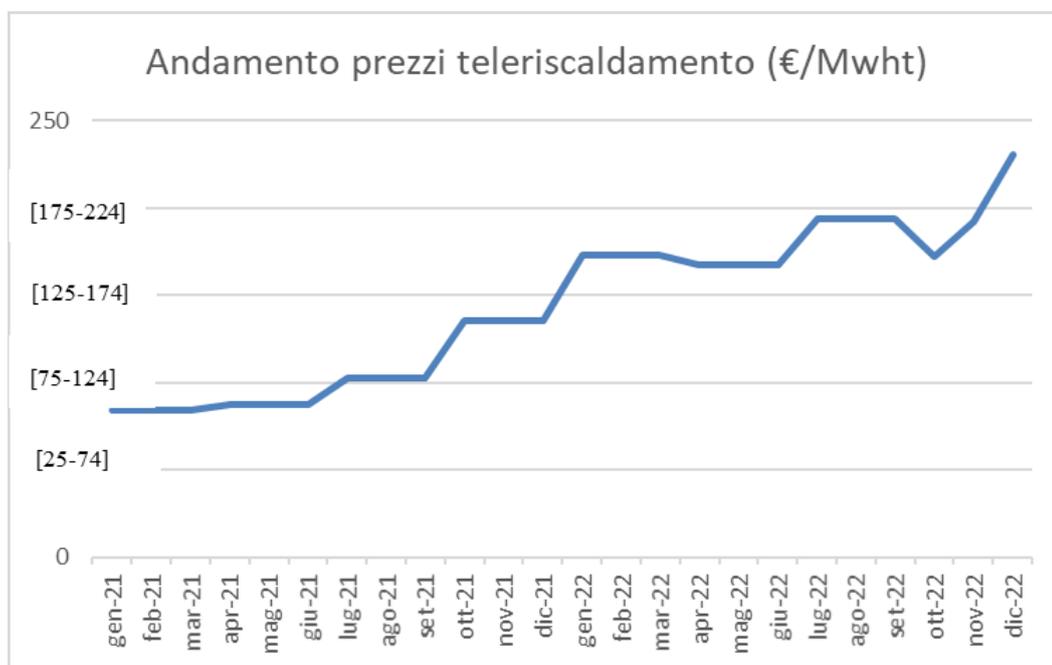
¹⁴⁰ I dati con i quali è stata effettuata tale figura sono contenuti nei bilanci pubblici della società disponibili sul portale Telemaco, servizi di accesso al sistema informativo dedicati alla pubblica amministrazione. Essi quindi sono sempre stati noti e verificabili dalla Parte.

¹⁴¹ Conclusioni presentate il 6 aprile 2021 nella causa C-177/16, Akka, §. 108.

anche solo una delle due alternative previste nella seconda fase del *test* sia soddisfatta¹⁴². Si ritiene che nel caso di specie il prezzo eccessivo rispetto ai costi sia non equo in assoluto.

209. Nella giurisprudenza recente, nel valutare l'iniquità l'attenzione si è concentrata sull'entità del differenziale tra il prezzo precedente all'aumento e quello presunto eccessivo, e sulla mancanza di spiegazioni di tale differenza. I prezzi praticati da Comocalor sono raddoppiati nel 2022 rispetto all'anno precedente (Figura 5) e tale aumento non sembra essere giustificato né da variazioni nella qualità del servizio, né da variazioni della domanda, né dall'aumento dei costi.

Figura 5: Prezzi praticati da Comocalor nel 2021 e nel 2022



210. Per quanto riguarda la domanda, nel 2022 il calore venduto era in leggera contrazione rispetto all'anno precedente, pertanto l'aumento dei prezzi non può essere legato a un aumento della domanda. Per quanto riguarda eventuali variazioni nella qualità del servizio, non è emersa in fase istruttoria, né è stata fornita dalla Parte, nessuna evidenza a supporto di un miglioramento del servizio. In effetti, i costi sostenuti da Comocalor per la fornitura del servizio sono aumentati ma l'aumento dei prezzi registrati nel 2022 risulta largamente sproporzionato rispetto all'aumento dei costi e quindi ingiustificato e pertanto iniquo.

211. Le evidenze raccolte mostrano un ampio divario tra i costi della fornitura del servizio e i ricavi medi (e, quindi, dei prezzi), a seguito dell'aumento dei prezzi del gas. Il costo totale non ha infatti seguito la dinamica di crescita del prezzo del gas naturale, e quindi del prezzo del servizio di TLR. Di fatto l'aumento del prezzo del calore si è concretizzato in un aumento dei costi totali del 15% a fronte di un aumento dei ricavi di oltre il 75%.

¹⁴² Cfr. anche CGUE, ordinanza del 25 marzo 2009, in causa C-159/08 P, *Isabella Scippacercola and Ioannis Terezakis c. Commissione*, §. 47.

212. L'osservazione della Parte secondo cui non si sarebbe propriamente tenuto conto del valore economico del servizio non trova fondamento. La parte suggerisce che il valore economico possa essere approssimato dai prezzi praticati per prodotti simili e che l'Autorità avrebbe avuto gli strumenti necessari ad effettuare tale confronto. Tale principio, ragionevole in un mercato competitivo e in assenza di asimmetrie informative, non può essere applicato nel presente caso in quanto non sono identificabili *benchmark* appropriati.

213. La Parte propone come primo *benchmark* il prezzo derivabile dalla formula di costo evitato proposta dall'ARERA nella sua indagine conoscitiva. Ad esito di questo confronto la Parte sostiene che i prezzi di Comocalor non siano sufficientemente superiori al *benchmark* da essere considerati iniqui. Tale analisi risulta viziata dalla scelta errata del *benchmark*, in quanto per il periodo transitorio di regolazione dei prezzi l'ARERA propone una formula del costo evitato inclusiva di un correttivo che entrerebbe in azione superato un certo valore del prezzo del gas. La Parte non tiene conto nella propria analisi di confronto di tale correttivo. Inoltre, il *benchmark* del costo evitato non appare appropriato in quanto, come afferma l'ARERA stessa, *“non consente, a condizioni date, di trasferire agli utenti finali del servizio le efficienze derivanti dall'eventuale utilizzo di fonti energetiche a basso costo (come gli impianti di termovalorizzazione). La tariffa applicata agli utenti non tiene infatti conto delle specificità delle reti di teleriscaldamento, ma riflette esclusivamente il costo della tecnologia alternativa presa a riferimento.”*

214. Il secondo confronto proposto dalla Parte appare altrettanto inadeguato in quanto le reti di teleriscaldamento scelte per comparare i prezzi di Comocalor operano in un contesto di dominanza¹⁴³, in cui per definizione l'impresa può comportarsi in modo indipendente dai consumatori, e cioè applicare prezzi superiori alla disponibilità a pagare degli stessi approfittando della scarsità delle alternative¹⁴⁴. *“Il semplice fatto che un consumatore voglia o debba pagare il prezzo richiesto da un'impresa dominante non è quindi un'indicazione che esso rifletta un rapporto ragionevole con il valore economico. Ma un indicatore [valido] potrebbe essere ciò che i consumatori sono disposti a pagare per il bene o il servizio in un mercato effettivamente competitivo”*¹⁴⁵.

215. Per di più, la Parte non fornisce informazioni sulla confrontabilità tra i prezzi praticati dalle quattro reti e quelli praticati da Comocalor, la quale appare dubbia. Le reti scelte sono alimentate prevalentemente a gas e hanno caratteristiche diverse dalla rete di Como in termini di tipologia di

¹⁴³ Cfr. la sentenza della Corte d'Appello di Inghilterra e Galles, [2020] EWCA Civ 339, Case No: C3/2018/1847 & 1874: *“In broad terms the economic value of a good or service is what a consumer is willing to pay for it. But this cannot serve an adequate definition in an abuse case since otherwise true value would be defined as anything that an exploitative and abusive dominant undertaking could get away with. It would equate proper value with an unfair price. This is a well-known conundrum in international competition law. The issue was first identified in US antitrust and arose from criticisms of the judgment of the Supreme Court in US. v Du Pont 351 US 377 (1956) when it attracted the sobriquet “the cellophane fallacy”. To overcome this in United Brands in paragraph [250] the Court held that there must be a “reasonable” relationship between price and economic value.”*

¹⁴⁴ Un'impresa detiene una posizione dominante quando è in grado di ostacolare la persistenza di una concorrenza effettiva sul mercato in questione e può comportarsi in modo significativamente indipendente dai concorrenti, dai fornitori, dai clienti e dai consumatori (cfr. sentenza della CGUE nella causa 27/76, *United Brands Continentaal B.V. c. Commissione*, [1978] ECR 207).

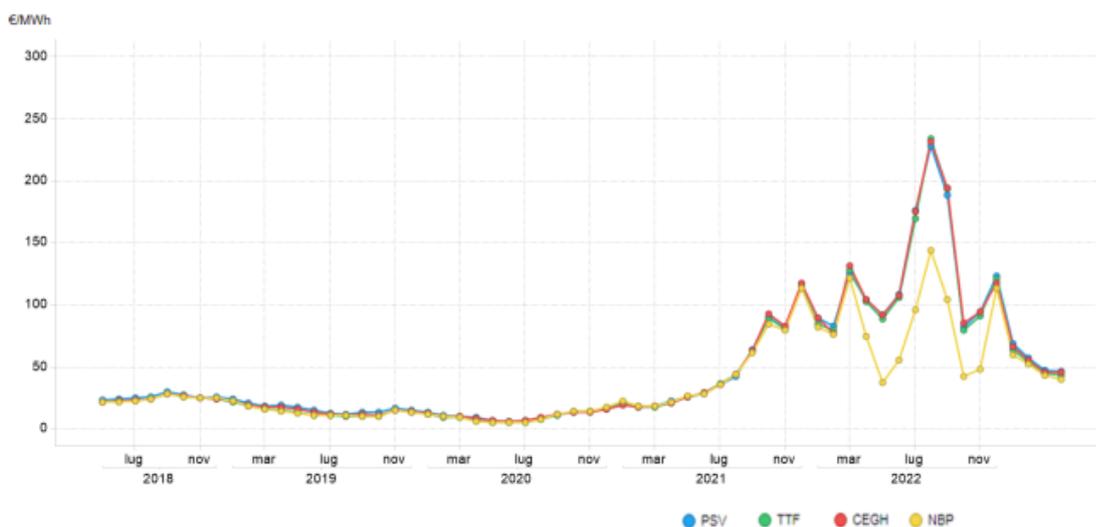
¹⁴⁵ Cfr. la sentenza della Corte d'Appello di Inghilterra e Galles, [2020] EWCA Civ 339, Case No: C3/2018/1847 & 1874: *“The simple fact that a consumer will or must pay the price that a dominant undertaking demands is not therefore an indication it reflects a reasonable relationship with economic value. But a proxy might be what consumers are prepared to pay for the good or service in an effectively competitive market [...]”*.

utenze, dimensione e tipo di tariffa applicata. Tra l'altro la reti di Bologna e Cesena hanno tariffe specifiche per i condomini di cui non si è tenuto conto.

216. Proprio in ragione delle evidenti difficoltà a trovare un comparatore adeguato, l'Autorità ha preferito sostenere l'iniquità dei prezzi praticati da Comocalor attraverso valutazioni qualitative che risultano di maggiore valore aggiunto rispetto ai confronti proposti dalla Parte.

217. Il conflitto in atto fra la Russia e l'Ucraina ha acuito la crisi dei mercati energetici già in corso da fine 2021, legata alla ripresa post-pandemia e alla scarsità di materie prime, comportando un aumento dei prezzi delle *commodities* energetiche e della loro volatilità, un incremento generalizzato dell'inflazione e delle tensioni sui mercati finanziari con effetti sui tassi di interesse e sull'economia reale (investimenti e produzione). La condotta in esame va contestualizzata in uno scenario economico che ha visto un rapido aumento delle quotazioni del gas naturale sui principali *hub* europei in particolare nell'anno termico ottobre 2021 - settembre 2022 e una significativa instabilità di tali quotazioni (cfr. Figura 6). A fronte delle quotazioni in media inferiori ai 25 €/MWh che hanno prevalso sul mercato tra il 2015 e il 2020, nell'ultimo trimestre 2021 le quotazioni del gas hanno raggiunto livelli quattro volte più elevati, mentre la quotazione media del 2022 è risultata di oltre il 150% più elevata di quella del 2021.

Figura 6: andamento del prezzo spot del gas naturale presso i maggiori hub europei, 2018-2023



Fonte: GME

218. In questo contesto, l'utilizzo da parte di Comocalor di una tariffa per il TLR di Como basata sul "costo evitato" del gas nonostante il calore impiegato nella rete sia prodotto per il [75-95%] dalla termovalorizzazione dei rifiuti, il cui costo è, quasi del tutto indipendente dalle quotazioni del gas naturale, appare suscettibile, in assenza di meccanismi correttivi per livelli del prezzo del gas estremamente alti, di trasferire sui consumatori un onere eccessivo, che non è giustificato in ragione dell'incidenza del costo del gas nella produzione del calore.

219. Tramite il prezzo praticato Comocalor ha tratto vantaggi commerciali che non avrebbe ottenuto se ci fosse stata una concorrenza sufficientemente efficace nel mercato rilevante. In altre parole l'aumento dei prezzi non è giustificato dalle dinamiche di mercato, ed è altresì considerato iniquo per le ragioni espresse di seguito.

220. In primo luogo, il calore acquistato dal TMV ha un costo molto ridotto in quanto proviene per oltre il [40-80%] da recupero fumi o vapore in esubero. Pertanto, l'assenza di correttivi alla tariffa ha impedito ai cittadini di Como, in un contesto di aumento dei prezzi delle materie prime, di godere dei benefici economici dell'utilizzo di una fonte rinnovabile quale il calore da rifiuti. Tali benefici sono stati invece incamerati da Comocalor e utilizzati per compensare i costi di manutenzione della rete. In un contesto competitivo Comocalor avrebbe avuto tutto l'incentivo a sfruttare le proprie efficienze produttive per difendere la propria domanda e/o per acquisire nuovi clienti.

221. In secondo luogo, Acinque S.p.A. ha adottato delle misure di contenimento del prezzo di vendita del calore *intercompany* che sono andate a beneficio di Comocalor. Comocalor ha, altresì, usufruito di contributi statali straordinari attribuiti nella forma di crediti d'imposta previsti a sostegno delle imprese particolarmente impattate dall'aumento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale. Tali misure non sono state in alcun modo trasferite a beneficio dei propri utenti.

222. La decisione di Comocalor di non intervenire sui prezzi si scontra, inoltre, con le scelte di altri operatori comparabili e appartenenti al Gruppo A2A, che invece hanno intrapreso iniziative in tal senso. Il comportamento di Comocalor risulta pertanto iniquo anche se paragonato a quello di operatori simili. Come mostrato in Tabella 12, l'aumento dei prezzi praticati da Comocalor è stato significativamente maggiore rispetto a quello delle altre reti di A2A (alcune delle quali alimentate a gas e quindi maggiormente impattate dall'aumento del costo delle materie prime). Il minore aumento nel quarto trimestre del 2022 rispetto al corrispondente trimestre del 2021 riflette la circostanza per cui nell'ultimo trimestre del 2021 i prezzi avevano già registrato un rialzo (Figura 2).

Tabella 12: Aumenti percentuali tra trimestri corrispondenti del 2021 e del 2022

	Comocalor (differenza % 2022-2021)	A2A (differenza % 2022-2021)
Q1	102%	67%
Q2	86%	64%
Q3	84%	54%
Q4	43%	42%
Media anno	79%	57%

223. In definitiva, la modalità di fissazione dei prezzi applicata da Comocalor, quasi del tutto scollegata dai costi della materia prima utilizzata, le ha permesso di appropriarsi nel periodo in esame dell'ampio surplus creato dall'elevata disponibilità a pagare da parte dei consumatori per un bene essenziale, in un contesto dominato da *switching cost* che rendono nel breve periodo gli utenti della rete di TLR *locked-in* in questo sistema di riscaldamento. La bassa elasticità della domanda, l'irrinunciabilità del servizio del teleriscaldamento, fortemente incentivato dalle politiche pubbliche per la sua efficienza ambientale, rendono la condotta di Comocalor particolarmente grave.

224. Quanto finora rappresentato evidenzia diversi e marcati elementi di iniquità. Pertanto, la condotta di Comocalor presenta entrambe le caratteristiche di eccessività ed iniquità previste dal *test*

United Brand, configurandosi come un abuso della posizione dominante in violazione dell'articolo 3, lettera a) della legge n. 287/1990.

IV.5 La condotta di A2A, Acinque e Acinque Ambiente

225. In applicazione dei principi in tema di imputabilità delle condotte anticoncorrenziali e alla luce dei risultati istruttori, si ritiene che la condotta sopra descritta debba essere imputata solamente alla società Comocalor, quale società direttamente implicata nel comportamento anticoncorrenziale.

V. CONCLUSIONI

226. Le analisi svolte sulla base delle evidenze acquisite nel corso del procedimento confermano la sussistenza della condotta abusiva ipotizzata in sede di avvio del procedimento nella misura in cui le tariffe applicate da Comocalor per il servizio di teleriscaldamento a Como nel 2022 si configurano come un abuso della posizione dominante in violazione dell'articolo 3, lettera a) della legge n. 287/1990.

227. Nello specifico, l'abuso della posizione dominante di Comocalor si sostanzia in una fattispecie di sfruttamento illecito del potere economico della Parte, consistente nell'applicazione di prezzi ingiustificatamente gravosi nei confronti degli utenti del teleriscaldamento. L'illiceità della condotta di Comocalor è stata accertata attraverso un'applicazione rigorosa degli articolati *standard* probatori richiesti dalla giurisprudenza nazionale e comunitaria e, in particolare, dalla c.d. dottrina *United Brands*.

228. In tema di sproporzione tra i costi e i ricavi (eccessività) sono stati utilizzati vari *test* (differenti insiemi di costi riconosciuti, differenti tassi di rendimento), ciascuno dei quali è stato sviluppato sotto diverse ipotesi. L'ampia varietà dei *test* utilizzati ha fornito risultati univoci rispetto alla sussistenza di una significativa sproporzione tra i ricavi e i costi di Comocalor nell'offerta del servizio di teleriscaldamento a Como.

229. I prezzi praticati da Comocalor sono iniqui in quanto non giustificati da variazioni della domanda né proporzionati all'aumento dei costi. L'iniquità della condotta giace nello sfruttamento del proprio potere di mercato per appropriarsi nel periodo in esame dell'ampio surplus creato dall'elevata disponibilità a pagare dei consumatori per un bene essenziale, in un contesto dominato da *switching cost* che ostacolano il passaggio a un sistema alternativo.

VI. GRAVITÀ E DURATA DELL'INFRAZIONE

230. Secondo la consolidata giurisprudenza comunitaria e nazionale¹⁴⁶, per valutare la gravità di un'infrazione si deve tenere conto di diversi fattori il cui carattere e la cui importanza variano a seconda del tipo di infrazione e delle circostanze particolari della stessa. Tra tali fattori rilevano principalmente la natura dei comportamenti contestati, il ruolo e la rappresentatività sul mercato delle imprese coinvolte, nonché il contesto nel quale le infrazioni sono state attuate.

¹⁴⁶ Cfr., *ex multis*, Consiglio di Stato, sentenze nn. 896 del 9 febbraio 2011 e 5171 e 5172 del 16 settembre 2011, in relazione al caso I694 - *Listino prezzi della pasta*; Corte di Giustizia, sentenza del 15 luglio 1970, C-45/69, *Boehringer Mannheim GmbH c. Commissione*, in Raccolta 1970, p. 769, punto 53. Tale ultima sentenza è stata ripresa e precisata dalla Corte di Giustizia nella sentenza del 7 giugno 1983, cause riunite C-100-103/80, *Musique Diffusion Francaise*, in Raccolta 1983, p. 1825, nonché nella sentenza del 9 novembre 1983, C-322/81, *Michelin*, in Raccolta 1983, p. 3461.

231. Ai sensi del punto 14 delle Linee Guida, nella fattispecie all'esame assumono rilievo la natura dei prodotti e servizi oggetto di istruttoria - fornitura di energia termica attraverso una rete di teleriscaldamento - e la posizione monopolista detenuta da Comocalor. Nel caso di specie, la condotta contestata alla Parte è tesa allo sfruttamento del potere di mercato *ex-post* detenuto da Comocalor nella fornitura del servizio di teleriscaldamento, per praticare prezzi largamente superiori ai costi.

232. Rileva altresì l'importanza dei servizi di teleriscaldamento rispetto a cui si è verificato lo sfruttamento del potere di mercato di Comocalor. Un servizio di pubblica utilità, fortemente incentivato dalla politica pubblica per la sua efficienza ambientale.

233. Ciò posto, nel valutare la gravità della condotta è opportuno tenere in considerazione alcune circostanze, tra cui lo scenario economico incerto in cui si trovava ad operare la Società, ed il contesto normativo. I prezzi elevati praticati agli utenti del teleriscaldamento nel 2022 sono dipesi da due circostanze cumulative, l'applicazione di una formula tariffaria che non riflette i costi di produzione e il concomitante aumento dei prezzi del gas. La formula tariffaria era già stabilita nella convenzione e l'aumento dei prezzi del gas è un fenomeno esogeno, pertanto a Comocalor non si può imputare una volontà o un comportamento attivo volto ad incrementare i propri profitti. D'altra parte, a Comocalor è imputabile la decisione di non modificare la formula o porre in essere misure di contenimento dei prezzi, in un contesto in cui i margini piuttosto elevati (eccessivi) avrebbero permesso un intervento senza rischi per la stabilità della Società.

234. Per quanto concerne la durata della condotta in esame, alla luce delle analisi effettuate, questa appare riconducibile all'intero anno 2022. Si osserva che, pur essendo i prezzi di fatto revisionati con una frequenza minore, le caratteristiche del teleriscaldamento rendono tale attività, come anche la profittabilità della stessa e la remuneratività degli investimenti, fortemente stagionale, per cui un'ipotesi di eccessività va valutata su un orizzonte annuale, che tenga conto di un ciclo completo di stagioni e quindi di utilizzo del servizio. Pertanto, non si ritiene opportuno limitare la condotta ai mesi invernali, escludendo quelli estivi. Nei mesi di giugno-settembre del 2022 il prezzo unitario (al MWh) del servizio di teleriscaldamento ha subito un aumento significativo, pertanto, sebbene il consumo del servizio sia inferiore nella stagione estiva, gli utenti si sono comunque confrontati con un aumento in bolletta inatteso e che ha influito sulle loro previsioni di spesa per quel periodo. Dal punto di vista dell'impresa, il calcolo dell'eccesso sull'intero anno, piuttosto che sulla sola stagione autunnale/invernale, tiene opportunamente conto del minore fatturato estivo che va a compensare l'eccesso maggiore negli altri mesi.

VII. DETERMINAZIONE DELLA SANZIONE

235. Una volta accertata la gravità e la durata dell'infrazione posta in essere da Comocalor, al fine di quantificare la sanzione da irrogare, occorre tenere presente quanto previsto dall'articolo 11 della legge n. 689/1981, come richiamato dall'articolo 31 della legge n. 287/1990, nonché i criteri interpretativi enucleati nelle *"Linee Guida sulla modalità di applicazione dei criteri di quantificazione delle sanzioni amministrative pecuniarie irrogate dall'Autorità in applicazione dell'articolo 15, comma 1, della legge n. 287/90"* (di seguito, "Linee Guida"), deliberate dall'Autorità il 22 ottobre 2014.

236. Alla luce dei punti 7 e seguenti delle Linee Guida, l'importo di base della sanzione si ottiene moltiplicando una percentuale del valore delle vendite, determinata in funzione del livello di gravità dell'infrazione, alla durata della partecipazione di ciascuna impresa all'infrazione.

237. In particolare, si prende a riferimento il valore delle vendite dei servizi interessati dalla impresa, ossia il fatturato derivante dalla vendita del servizio di teleriscaldamento, nell'ultimo esercizio finanziario corrispondente ad un anno intero di partecipazione all'infrazione (ovvero dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre 2022), al netto dell'IVA e delle altre imposte. Il fatturato delle vendite di Comocalor per detto servizio, al netto dell'IVA, delle altre imposte è pari a 5.732.000 euro, in base all'ultimo esercizio chiuso il 31 dicembre 2022.

238. Ai fini della determinazione dell'importo base della sanzione, al valore delle vendite come sopra determinato potrà essere applicata una specifica percentuale individuata in funzione della gravità della violazione. Secondo le Linee Guida, in particolare, la proporzione considerata deve essere fissata ad un livello che può raggiungere il 30% del valore delle vendite, "*in funzione del grado di gravità della violazione*" (punto 11).

239. Seconda consolidata giurisprudenza comunitaria e nazionale, per valutare la gravità di un'infrazione si deve tenere conto di diversi fattori il cui carattere e la cui importanza variano a seconda del tipo di infrazione e delle circostanze particolari della stessa. Tra questi rilevano principalmente la natura della restrizione della concorrenza e il ruolo e la rappresentatività sul mercato delle imprese coinvolte.

240. Ai sensi del punto 14 delle Linee Guida, nella fattispecie all'esame assumono rilievo in termini di maggiore gravità la natura dei prodotti oggetto di istruttoria - il servizio di riscaldamento, considerato un bene essenziale - e il livello di concentrazione dei mercati rilevanti, che vede la presenza della sola Comocalor. Rilevano altresì, in senso opposto, il contesto macroeconomico incerto e la preesistenza di una formula tariffaria prevista nella convenzione con il Comune.

241. Pertanto, la percentuale dell'importo-base sanzionatorio va collocata al 5% del valore delle vendite, in quanto la condotta contestata alla Parte è tesa allo sfruttamento del potere di mercato vantato nell'ambito della commercializzazione di un servizio irrinunciabile quale il riscaldamento ma in un contesto peculiare sia dal punto di vista congiunturale che normativo. Ne risulta un importo pari a 286.600 euro.

242. L'ammontare così ottenuto va quindi moltiplicato per il numero di anni di partecipazione all'infrazione, tenuto conto dei criteri definiti nel paragrafo 16 delle Linee Guida, in cui si è stabilito che "*per le frazioni di anno, la durata sarà calcolata in funzione dei mesi e dei giorni effettivi di partecipazione all'infrazione*". Nel caso di specie, la durata dell'infrazione è pari a 1 anno. Pertanto, l'importo-base è stato calcolato utilizzando "1" quale fattore moltiplicativo, risultando pari a 286.600 euro.

243. Comocalor nelle proprie argomentazioni difensive ha richiesto l'applicazione di una o più circostanze attenuanti per le seguenti ragioni: i) il legittimo affidamento derivante dalle valutazioni positive sulla formula del costo evitato contenute nelle indagini conoscitive dell'ARERA e dell'Autorità, e altresì dalla conformità della formula tariffaria a quanto previsto nella Convenzione con il Comune; ii) il quadro normativo e regolatorio dovrebbe in principio essere valutato come circostanza che possa aver favorito la condotta.

244. Con riferimento alle considerazioni della Parte sul quadro normativo e regolatorio vigente, di tali considerazioni si è già tenuto conto nella valutazione di gravità incidendo - in senso favorevole

alla Parte - sulla percentuale del valore delle vendite utilizzata ai fini del computo dell'importo di base. Non si ritiene, altresì, che qualsivoglia valutazione dell'ARERA o dell'Autorità sulla formula del costo evitato nella sua generale applicazione possa avere generato legittimo affidamento da parte di Comocalor. La condotta contestata non è l'applicazione della tariffa per sé, ma l'assenza di correttivi in un periodo in cui era evidente che quella tariffa avrebbe generato prezzi eccessivamente gravosi per i consumatori.

Tutto ciò premesso e considerato

DELIBERA

a) che la società ComoCalor S.p.A. ha posto in essere un abuso di posizione dominante in violazione dell'articolo 3, comma 1, lettera a), della legge n. 287/1990, consistente nell'imposizione di prezzi eccessivamente gravosi per il servizio di teleriscaldamento nella rete di Como;

b) che la società Comocalor S.p.A. si astenga in futuro dal porre in essere comportamenti analoghi a quelli oggetto dell'infrazione accertata al punto precedente;

c) di irrogare alla società ComoCalor S.p.A., in ragione della gravità e della durata dell'infrazione, una sanzione amministrativa pecuniaria complessiva pari a 286.600 € (duecentottantaseimilaseicento euro).

La sanzione amministrativa di cui alla precedente lettera c) deve essere pagata entro il termine di novanta giorni dalla notificazione del presente provvedimento, utilizzando i codici tributo indicati nell'allegato modello F24 con elementi identificativi, di cui al Decreto Legislativo n. 241/1997.

Il pagamento deve essere effettuato telematicamente con addebito sul proprio conto corrente bancario o postale, attraverso i servizi di *home-banking* e CBI messi a disposizione dalle banche o da Poste Italiane S.p.A., ovvero utilizzando i servizi telematici dell'Agenzia delle Entrate, disponibili sul sito *internet www.agenziaentrate.gov.it*.

Decorso il predetto termine, per il periodo di ritardo inferiore a un semestre, devono essere corrisposti gli interessi di mora nella misura del tasso legale a decorrere dal giorno successivo alla scadenza del termine del pagamento e sino alla data del pagamento. In caso di ulteriore ritardo nell'adempimento, ai sensi dell'articolo 27, comma 6, della legge n. 689/1981, la somma dovuta per la sanzione irrogata è maggiorata di un decimo per ogni semestre a decorrere dal giorno successivo alla scadenza del termine del pagamento e sino a quello in cui il ruolo è trasmesso al concessionario per la riscossione; in tal caso la maggiorazione assorbe gli interessi di mora maturati nel medesimo periodo. Degli avvenuti pagamenti deve essere data immediata comunicazione all'Autorità, attraverso l'invio di copia del modello attestante il versamento effettuato.

Ai sensi dell'articolo 26 della medesima legge, le imprese che si trovano in condizioni economiche disagiate possono richiedere il pagamento rateale della sanzione.

Il presente provvedimento sarà notificato ai soggetti interessati e pubblicato nel Bollettino dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

Avverso il presente provvedimento può essere presentato ricorso al TAR del Lazio, ai sensi dell'articolo 135, comma 1, lettera b), del Codice del processo amministrativo (Decreto Legislativo 2 luglio 2010, n. 104), entro sessanta giorni dalla data di notificazione del provvedimento stesso, fatti salvi i maggiori termini di cui all'articolo 41, comma 5, del Codice del processo amministrativo, ovvero può essere proposto ricorso straordinario al Presidente della Repubblica, ai sensi dell'articolo 8, comma 2, del Decreto del Presidente della Repubblica 24 novembre 1971, n. 1199, entro il termine di centoventi giorni dalla data di notificazione del provvedimento stesso.

IL SEGRETARIO GENERALE

Guido Stazi

IL PRESIDENTE

Roberto Rustichelli

1873 - PRODUTTORI DI CAVI IN RAME*Provvedimento n. 31392*

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 3 dicembre 2024;

SENTITO il Relatore Saverio Valentino;

VISTO l'articolo 101 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea (TFUE);

VISTO il Regolamento (CE) n. 1/2003 del Consiglio dell'Unione europea del 16 dicembre 2002;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO il d.P.R. 30 aprile 1998, n. 217;

VISTA la domanda di ammissione al programma sulla non imposizione e sulla riduzione delle sanzioni (di seguito "programma di clemenza"), presentata in data 12 ottobre 2023, integrata nelle date 23 ottobre 2023, 13 novembre 2023, 29 novembre 2023 e 8 gennaio 2024, 4 marzo 2024, 18 aprile 2024, 1° agosto 2024 e 18 novembre 2024, relativa all'esistenza di una presunta intesa tra i principali produttori di cavi in rame anche attraverso AICE – Associazione Industrie Cavi e Conduttori Elettrici;

VISTA la documentazione agli atti;

CONSIDERATO quanto segue:

I. LA SEGNALAZIONE

1. Il 12 ottobre 2023 l'Autorità ha ricevuto una domanda di ammissione al programma di clemenza, successivamente integrata nelle date 23 ottobre, 13 novembre, 29 novembre 2023 e 8 gennaio, 4 marzo, 18 aprile, 1° agosto e 18 novembre 2024, secondo cui i principali produttori di cavi in rame a bassa tensione in Italia¹ avrebbero posto in essere un cartello, quantomeno dal 2005, avente a oggetto l'allineamento dei prezzi di listino da comunicare ai distributori e, a partire dal 5 novembre 2008², la definizione comune degli adeguamenti della componente di prezzo riconducibile al costo del rame attraverso una formula predisposta nell'ambito dell'associazione di categoria ANIE AICE - Associazione Italiana Industrie Cavi e Conduttori Elettrici.

II. LE PARTI

2. Bruno Baldassari & F.lli S.p.A. (di seguito, "Bruno Baldassari") è una società attiva nella produzione di conduttori elettrici, trafilati plastici e attività affini ed analoghe, il cui fatturato nel 2023 è stato circa di 588 milioni di euro.

3. General Cavi S.p.A. (di seguito, "General Cavi") è un operatore attivo in Italia nella produzione di cavi elettrici a bassa e media tensione e cavi per trasmissioni, produzione di materiali plastici e

¹ Cfr. doc. 10.

² Cfr. doc. 5 (All.4).

prodotti chimici e vendita di materiali e prodotti di fabbricazione propria, il cui fatturato nel 2023 è stato pari a circa 961 milioni di euro.

4. ICEL S.c.p.A. (di seguito, “ICEL”) è una società operante in Italia nella produzione di cavi elettrici a bassa tensione, che ha realizzato nel 2023 un fatturato di circa 286 milioni di euro.

5. IRCE S.p.A. (di seguito, “IRCE”) è una società attiva in Italia nella produzione e vendita di fili smaltati per avvolgimenti elettrici, cavi elettrici in bassa tensione e cavi isolati, nonché nella produzione e nel commercio di materiale elettrici e/o elettronici. Nel 2023 la società citata ha realizzato un fatturato consolidato di circa 403 milioni di euro.

6. La Triveneta Cavi S.p.A. (di seguito, “La Triveneta Cavi”) è una società attiva in Italia nella produzione di cavi elettrici e affini e nella fabbricazione di altri fili e cavi elettrici ed elettronici, il cui fatturato nel 2023 è stato pari a circa 839 milioni di euro.

7. Mondini Cavi S.p.A. (di seguito, “Mondini Cavi”) è una società attiva in Italia nella fabbricazione, nel commercio, nell’importazione e nell’esportazione di cavi e conduttori elettrici di ogni genere e della componentistica dei medesimi. Nel 2023 la società citata ha realizzato un fatturato di circa 65 milioni di euro.

8. Peco Cavi S.r.l. (di seguito, “Peco Cavi”) è una società attiva in Italia nella produzione, nel commercio, nell’importazione e nell’esportazione di cavi elettrici e stampaggio di materie plastiche in genere, che ha realizzato nel 2023 un fatturato di circa 99 milioni di euro.

9. Prysmian Cavi e Sistemi Italia S.r.l. (di seguito, “Prysmian Cavi e Sistemi”) è una società attiva in Italia nella produzione e commercio di cavi e conduttori di ogni tipo, per la trasmissione di ogni tipo di energia, di telecomunicazioni e di dati, di cavi e di conduttori elettrici, di fibre ottiche e di apparecchiature elettriche, che ha realizzato nel 2023 un fatturato di circa 499 milioni di euro.

10. ANIE AICE - Associazione Italiana Industrie Cavi e Conduttori Elettrici (di seguito, “AICE”) è l’associazione di categoria che rappresenta le aziende attive in Italia nei comparti dei cavi per energia e accessori, cavi per comunicazione e conduttori per avvolgimenti elettrici. AICE fa parte della Federazione ANIE delle imprese attive nelle filiere dell’Elettrotecnica e dell’Elettronica. AICE al suo interno è suddivisa nei seguenti gruppi: Cavi energia per Bassa Tensione, Cavi Energia per Media e Alta Tensione, Cavi per Comunicazione, Conduttori per Avvolgimenti Elettrici, Accessori per Cavi Energia Bassa Tensione, Accessori per Cavi Energia. AICE conta 42 associate, tra cui 28 produttori di Cavi per Energia a Bassa Tensione³.

³ Cfr. Sito web AICE, Dati statistici del comparto industriale dei cavi, n. 1/2024.

III. IL FATTO

a. Le condotte

11. Oggetto della domanda di clemenza sono i comportamenti delle principali imprese attive nel mercato italiano della produzione di cavi in rame Bruno Baldassari, General Cavi, ICEL, IRCE, La Triveneta Cavi, Mondini Cavi, Pecso Cavi, Prysmian Cavi e Sistemi⁴ che, anche in sede associativa e con l'ausilio di AICE (congiuntamente, le "Parti"), avrebbero coordinato le proprie condotte commerciali nei seguenti termini: *i*) allineato i prezzi dei listini da applicare ai distributori e *ii*) l'entità del primo sconto da praticare, nonché *iii*) utilizzato, per calcolare la componente di prezzo riconducibile al costo del rame (il cui valore incide in modo significativo sul prezzo finale del cavo), una medesima formula ed applicato le medesime condizioni accessorie (c.d. "Sistema di Vendita"), definite in ambito AICE.

12. Per quanto riguarda il coordinamento sui prezzi di listino e sul primo sconto, le Parti, a partire dal 2005, si accorderebbero attraverso diverse modalità per un prezzo di listino unico, che costituisce la base di partenza per la definizione di successivi ed eventuali sconti⁵. All'allineamento dei prezzi di listino si sarebbe poi affiancato il Sistema di Vendita, destinato ai cavi per energia a bassa tensione. Infatti, al fine di ridurre ulteriormente l'incertezza del mercato nella definizione del prezzo dei cavi, a partire dalla fine del 2008⁶ è stata discussa in sede AICE la possibilità di definire e fissare congiuntamente il valore del rame contenuto nei cavi, che rappresenta la principale voce di costo (assorbendo circa il 50% del valore del prodotto finito) e che subisce frequenti oscillazioni legate alle variazioni del valore della materia prima. È stato, pertanto, definito in ambito AICE il Sistema di Vendita consistente principalmente in un meccanismo comune di calcolo e adeguamento del valore della componente rame, che viene dunque di fatto trasformata in una componente del prezzo fissa uguale per tutti i produttori.

13. Il Sistema di Vendita fissa inoltre le seguenti "Condizioni accessorie": termini di pagamento, percentuale di sovrapprezzo legata alla richiesta di imballaggi, pezzature o colori diversi da quelli standard, penali per l'annullamento degli ordini, condizioni di trasporto e per il riacquisto delle bobine⁷.

14. In applicazione di tale Sistema di Vendita, a partire dal luglio 2010 i listini dei produttori sono stati predisposti prendendo come base di riferimento per il prezzo del rame un valore convenzionale stabilito in ambito associativo; AICE, fino al 30 giugno 2024⁸, ha elaborato e pubblicato sul proprio sito *web* la quotazione del rame contenuto nei cavi, da utilizzare nella formula del Sistema di Vendita per il calcolo di tale costo produttivo.

⁴ Cfr. doc. 10.

⁵ Cfr. doc. 5 e doc. 7 nonché doc. 3 All. 2.

⁶ Cfr. doc. 5.

⁷ Cfr. doc. 1 All.2.

⁸ Nel corso dell'Assemblea annuale AICE tenutasi il 10 giugno 2024, il Presidente dell'associazione ha dato conto del fatto che il Comitato Direttivo AICE, nella sua riunione del 6 maggio 2024, ha deliberato di "non effettuare più, venute meno le esigenze per le quali era stata introdotta, la rilevazione statistica della quotazione del rame nei cavi" (verbale del 1° luglio 2024), cfr. doc. 12.

b. La produzione di cavi in rame a bassa tensione

15. L'intesa riguarda i prezzi dei cavi in rame a bassa tensione standard, senza alogeni (c.d. LSOH, Low Smoke Zero Halogen, cavi di bassa tensione che in caso di incendio garantiscono una produzione limitata di fumi e gas tossici) e schermati, destinati al trasporto di energia elettrica per applicazioni residenziali e industriali. Il valore del mercato italiano dei cavi elettrici in rame in bassa tensione, secondo i dati AICE, è stato nel 2022 di circa 1,7 miliardi di euro⁹.

16. I cavi a bassa tensione sono caratterizzati da un elevato grado di standardizzazione, anche in ragione delle stringenti norme che ne regolamentano caratteristiche tecniche e di sicurezza. In particolare, il Regolamento UE n. 305/2011 del 9 marzo 2011 prevede l'armonizzazione a livello europeo delle condizioni per la commercializzazione dei prodotti da costruzione e la Direttiva n. 2014/35/UE del 26 febbraio 2014 fissa stringenti standard applicabili a tutti i cavi utilizzabili per installazione fissa in costruzioni, condizionandone la messa in commercio.

17. Dal lato dell'offerta, operano in tale mercato imprese di grandi dimensioni, alcune delle quali appartenenti a gruppi attivi anche a livello internazionale, nonché diverse imprese locali. Le Parti rappresentano i principali produttori italiani di cavi per applicazioni edilizie. Si tratta di un mercato tendenzialmente ripartito tra pochi *competitor*, con i primi quattro operatori che si suddividono circa il 70% delle vendite¹⁰. In particolare, cinque operatori, ossia General Cavi, Triveneta cavi, Baldassarri, Icel e Prysmian sembrano coprire circa il 93% del mercato nazionale¹¹.

18. Dal lato della domanda, invece, operano distributori specializzati, tra i quali rientrano sia operatori strutturati attivi nella commercializzazione di un'ampia gamma di prodotti e materiale elettrico, sia operatori attivi in ristrette aree locali e nella commercializzazione di specifiche tipologie di cavo o materiale elettrico, che rappresentano all'incirca il 90% della produzione. Il restante 10% della domanda è invece assorbito dai tecnici-installatori, che sono utilizzatori professionali che acquistano i cavi direttamente dai produttori quando effettuano ordini particolarmente rilevanti o per altre ragioni di carattere commerciale o organizzativo.

IV. VALUTAZIONI

a. Il mercato rilevante

19. Le condotte oggetto del procedimento consistono, come detto, nell'allineamento delle condotte commerciali tra i principali produttori dei cavi in rame a bassa tensione.

20. Secondo costante orientamento giurisprudenziale in materia di intese, la definizione del mercato rilevante è essenzialmente volta a individuare le caratteristiche del contesto economico e giuridico nel quale si colloca l'accordo o la pratica concordata. Tale definizione è dunque funzionale alla delimitazione dell'ambito nel quale l'intesa può restringere o falsare il meccanismo concorrenziale e alla decifrazione del suo grado di offensività¹².

⁹ Cfr. Sito web AICE, Dati statistici del comparto industriale dei cavi, n. 1/2024.

¹⁰ Cfr. bilancio della società Icel S.c.p.a. del 2023. In senso analogo, cfr. doc. 13.

¹¹ Cfr. doc. 13.

¹² Cfr. Consiglio di Stato, sez. VI, sentenza del 3 giugno 2014, n. 2837 e, da ultimo, Consiglio di Stato, sez. VI, sentenza del 15 aprile 2021, n. 3566.

21. Nel caso di specie, in via di prima approssimazione, il mercato merceologico può quindi essere circoscritto alla produzione e commercializzazione di cavi in rame a bassa tensione. Dal punto di vista geografico, si individua un ambito nazionale, anche in considerazione del campo di applicazione del Sistema di Vendita.

b. L'intesa

22. La ricostruzione fornita dal *leniency applicant* e le informazioni agli atti permettono di ipotizzare l'esistenza di un coordinamento delle politiche di prezzo tra le Parti, che risultano tra i principali produttori di cavi in rame a bassa tensione attivi in Italia, posto in essere attraverso l'allineamento dei prezzi di listino e del primo sconto, a partire dal 2005, nonché attraverso l'introduzione, in ambito associativo, a partire dal 2008, di un sistema comune per l'adeguamento dei prezzi alle variazioni del costo della materia prima rame.

23. Attraverso tale coordinamento le Parti hanno inteso attenuare la pressione competitiva tra le stesse in relazione a una variabile cruciale del gioco competitivo quale è il prezzo, considerato peraltro che i cavi in rame a bassa tensione risultano essere un prodotto a elevata standardizzazione. Con l'introduzione in sede AICE del Sistema di Vendita le Parti si sono dotate, altresì, di uno strumento per determinare in maniera congiunta una parte del prezzo di vendita, a sostegno del coordinamento sui listini, idoneo a consentire il trasferimento a valle degli aumenti del costo della materia prima e a garantire il mantenimento della marginalità. Le Parti mediante l'applicazione del Sistema di Vendita hanno inoltre allineato le proprie condotte commerciali anche con riguardo alle condizioni accessorie da praticare ai distributori.

24. Tali condotte, ove confermate, rivelerebbero l'esistenza di un'alterazione delle dinamiche competitive fra alcune delle principali imprese operanti nel mercato nazionale della produzione e commercializzazione di cavi in rame a bassa tensione e potrebbero configurare un'intesa orizzontale illecita, sotto forma di accordo e/o pratica concordata.

c. Il pregiudizio al commercio intraeuropeo

25. Il concetto di pregiudizio al commercio intraeuropeo deve essere interpretato tenendo conto dell'influenza, diretta o indiretta, reale o potenziale, sui flussi commerciali tra gli Stati membri¹³.

26. In considerazione del fatto che la condotta contestata potrebbe interessare tutto il territorio nazionale, l'intesa ipotizzata appare idonea, laddove accertata, a pregiudicare il commercio tra Stati membri ed è, pertanto, suscettibile di integrare una violazione dell'articolo 101 del TFUE.

27. In conclusione, l'insieme degli elementi agli atti consente di ipotizzare l'esistenza di una possibile intesa restrittiva della concorrenza tra le Parti volta al coordinamento dei prezzi e delle condizioni commerciali di vendita dei cavi in rame a bassa tensione, in violazione dell'articolo 101 TFUE.

RITENUTO, pertanto, che le condotte sopra descritte, poste in essere dalle società Bruno Baldassari, General Cavi, ICEL, IRCE, La Triveneta Cavi, Mondini Cavi, Pecso Cavi, Prysmian Cavi e Sistemi e da AICE siano suscettibili di configurare un'intesa restrittiva della concorrenza in violazione dell'articolo 101, paragrafo 1, TFUE;

¹³ Cfr. Comunicazione della Commissione 2004/C101/07, Linee direttrici sulla nozione di pregiudizio al commercio tra Stati membri di cui agli articoli 81 e 82 del Trattato [ora artt. 101 e 102 del TFUE], GUCE C 101/81 del 27 aprile 2004.

DELIBERA

a) di avviare l'istruttoria, ai sensi dell'articolo 14 della legge n. 287/1990, nei confronti delle società Bruno Baldassari & F.lli S.p.A., General Cavi S.p.A., ICEL S.c.p.A., IRCE S.p.A., La Triveneta Cavi S.p.A., Mondini Cavi S.p.A., Pecso Cavi S.r.l., Prysmian Cavi e Sistemi Italia S.r.l. e ANIE AICE - Associazione Italiana Industrie Cavi e Conduttori Elettrici per accertare l'esistenza di violazioni dell'articolo 101, paragrafo 1, TFUE;

b) di fissare il termine di giorni sessanta decorrente dalla notificazione del presente provvedimento per l'esercizio da parte dei legali rappresentanti delle Parti, o di persone da essi delegate, del diritto di essere sentiti, precisando che la richiesta di audizione dovrà pervenire alla Direzione Cartelli, *Leniency* e *Whistleblowing* di questa Autorità almeno quindici giorni prima della scadenza del termine sopra indicato;

c) che la responsabile del procedimento è la dott.ssa Giulia Cipolla;

d) che gli atti del procedimento possono essere presi in visione presso la Direzione Cartelli, *Leniency* e *Whistleblowing* di questa Autorità dai rappresentanti legali delle Parti, nonché da persone da essi delegate;

e) che il procedimento deve concludersi entro il 30 giugno 2026.

Il presente provvedimento sarà notificato ai soggetti interessati e pubblicato nel Bollettino dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

IL SEGRETARIO GENERALE

Guido Stazi

IL PRESIDENTE

Roberto Rustichelli

OPERAZIONI DI CONCENTRAZIONE

C12682 - GRUPPO INTERGEA/EFFEPI AUTO

Provvedimento n. 31387

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 26 novembre 2024;

SENTITA la Relatrice, Professoressa Elisabetta Iossa;

VISTO il Regolamento (CE) n. 139/2004;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO il D.P.R. 30 aprile 1998, n. 217;

VISTA la comunicazione effettuata da Gruppo Intergea S.p.A., pervenuta in data 31 ottobre 2024;

VISTA la documentazione agli atti;

CONSIDERATO quanto segue:

I. LE PARTI

1. Gruppo Intergea S.p.A. (di seguito, "Intergea") è la capogruppo del Gruppo Intergea, attivo principalmente nella vendita al dettaglio di autoveicoli per passeggeri e veicoli commerciali nuovi e usati, nella vendita di ricambi per auto, nonché nella fornitura di assistenza *post-vendita*, in diverse province del Nord Italia. Il Gruppo Intergea è titolare, tramite le sue concessionarie, di numerosi mandati di vendita per diverse case automobilistiche, tra i quali i marchi del Gruppo Stellantis (Abarth, Alfa Romeo, Chrysler, Citroën, DR, FIAT, Jeep, Lancia, Maserati, Opel, Peugeot) Volvo, Renault e Volkswagen. G. Villa S.r.l. (di seguito, "G. Villa") è una delle società controllate interamente da Intergea. Il Gruppo Intergea, tramite altre controllate, svolge anche attività di gestione immobiliare e, inoltre, detiene una quota di co-controllo nella società Eurasia Motor Company S.r.l., la quale è attiva nell'importazione di autoveicoli in Italia dal mercato cinese.

.2. Intergea è controllata dalla *holding* LDP Investment S.r.l., a sua volta controllata da una persona fisica. Il fatturato consolidato realizzato dal Gruppo Intergea, nell'anno finanziario 2023, è stato pari a circa [1-2]* miliardi di euro, quasi interamente conseguito in Italia.

3. Effepi Auto S.r.l. (di seguito, "Target" o "Effepi") è una concessionaria attiva nel commercio di autoveicoli per passeggeri e veicoli commerciali nuovi e usati, nella fornitura di servizi di assistenza *post-vendita* e di ricambistica al dettaglio. In particolare, la Target è titolare di mandati di vendita per i marchi Citroen e Peugeot. Le indicate attività sono svolte all'interno di due sedi operative situate, rispettivamente, nei comuni di Monza (MB) e di Paderno Dugnano (MI).

* Nella presente versione alcuni dati sono omessi, in quanto si sono ritenuti sussistenti elementi di riservatezza o di segretezza delle informazioni.

4. Il capitale sociale di Effepi è detenuto, per il 75%, da quattro persone fisiche (congiuntamente, “famiglia Ferri”) e, per il restante 25%, da Mocautogroup S.r.l., società controllata dal Gruppo Intergea. Il fatturato realizzato dalla Target, nell’anno finanziario 2023, è stato pari a circa [35-100] milioni di euro, quasi interamente conseguito in Italia.

II. DESCRIZIONE DELL’OPERAZIONE

5. L’operazione comunicata (di seguito, “Operazione”) consiste nell’acquisizione, da parte di Intergea, del controllo esclusivo su Effepi. Operativamente, l’Operazione si realizzerà attraverso la fusione per incorporazione della Target nella società G. Villa. In particolare, secondo quanto previsto dal contratto sottoscritto dalle Parti, i soci della Target (ovvero, la famiglia Ferri e Mocautogroup S.r.l.) cederanno integralmente le loro quote a G. Villa e, successivamente, il Gruppo Intergea cederà alla famiglia Ferri il 22% delle quote di G. Villa, mantenendo il controllo della società con una quota pari al 78%. Il contratto non prevede alcuna restrizione accessoria.

6. La *ratio* dell’Operazione si rinviene nell’intenzione di Intergea di consolidare la propria attività e raggiungere adeguate economie di scala.

III. QUALIFICAZIONE DELL’OPERAZIONE

7. L’Operazione, in quanto finalizzata all’acquisizione del controllo esclusivo di un’impresa, costituisce una concentrazione ai sensi dell’articolo 5, comma 1, lettera b), della legge n. 287/1990. Essa rientra nell’ambito di applicazione della legge n. 287/1990 non ricorrendo le condizioni di cui all’articolo 1 del Regolamento (CE) 139/2004, ed è soggetta all’obbligo di comunicazione preventiva disposto dall’articolo 16, comma 1, della medesima legge in quanto il fatturato totale realizzato, nell’ultimo esercizio a livello nazionale, dall’insieme delle imprese interessate è stato superiore a 567 milioni di euro e il fatturato totale realizzato individualmente, nell’ultimo esercizio a livello nazionale, da almeno due delle imprese interessate è stato superiore a 35 milioni di euro.

IV. VALUTAZIONE DELL’OPERAZIONE

Il mercato del prodotto

8. Sotto il profilo merceologico, i mercati interessati dall’Operazione sono quelli in cui opera la società oggetto di acquisizione, ossia¹:

- i) la distribuzione al dettaglio di autoveicoli per passeggeri e commerciali nuovi e usati;
- ii) la distribuzione al dettaglio di ricambistica per autoveicoli per passeggeri e veicoli commerciali;
- iii) i servizi *post*-vendita di assistenza, manutenzione e riparazione di autoveicoli.

9. Il mercato *sub* i) interessa l’attività di distribuzione degli autoveicoli e dei veicoli commerciali nuovi e usati ai consumatori finali. Le case produttrici commercializzano, infatti, le proprie vetture

¹ Cfr., tra gli altri, C12637 - *Gruppo Intergea/Autoghinzani Bergamo* provvedimento n. 31228 del 28 maggio 2024, in Bollettino n. 24/2024; C12596 - *Bossoni Automobili/Baiauto* provvedimento n. 31041 del 23 gennaio 2024, in Bollettino n. 6/2024; C12573 - *PAG Italy/Sarma NewCo* provvedimento n. 30845 del 24 ottobre 2023, in Bollettino n. 43/2023; C12550 - *Autotorino/Mercedes-Benz Roma* provvedimento n. 30738 del 18 luglio 2023, in Bollettino n. 30/2023; C12300 - *Eurocar Italia/Erre Esse* provvedimento n. 28273 del 17 giugno 2020, in Bollettino n. 27/2020; cfr. anche le decisioni della Commissione europea M.8963 - *Eurocar/Bonaldi* del 1° agosto 2018 e M.9070 - *Eurocar/Vicentini* del 10 settembre 2018.

attraverso imprese di distribuzione (società controllate o operatori terzi) le quali, a loro volta, si avvalgono di una rete di vendita alla clientela. Nell'ambito di tale mercato si possono individuare diversi segmenti, distinguendo tra autoveicoli e veicoli commerciali, veicoli nuovi e usati, in base alle prestazioni, alle dimensioni e al prezzo delle autovetture commercializzate. Tuttavia, frequentemente i distributori offrono diverse tipologie di prodotto (utilitarie, categoria media, categoria superiore, ecc.) e le differenze sono andate riducendosi negli anni in ragione della tendenza delle case automobilistiche a offrire sempre più accessori anche per le auto di media e piccola cilindrata. Ai fini della presente operazione, comunque, non appare necessario addivenire ad una esatta delimitazione merceologica del mercato.

10. Con riguardo al mercato *sub ii)*, relativo alla commercializzazione al dettaglio di parti e accessori di ricambio per autoveicoli passeggeri e veicoli commerciali, è possibile individuare due categorie di prodotto: i ricambi originali e quelli equivalenti (ossia, di qualità corrispondente). I pezzi di ricambio originali vengono commercializzati con il marchio della casa automobilistica; la ricambistica equivalente è invece fornita da operatori indipendenti del settore della componentistica (che possono anche rifornire le stesse case automobilistiche). I prezzi delle parti di ricambio equivalenti presentano un livello significativamente inferiore, che varia anche a seconda della tipologia di ricambio considerato.

11. Inoltre, le diverse tipologie di ricambi per autoveicoli (guarnizioni, pastiglie, ammortizzatori, cinghie, candele, filtri, fanaleria, ecc.) non sono tra loro sostituibili dal lato della domanda finale che dipende, evidentemente, dall'intervento di manutenzione o riparazione da effettuare. Tuttavia, si registra, sempre dal lato della domanda, una significativa sostituibilità tra ricambi originali ed equivalenti (purché di qualità corrispondente), variabile in funzione dell'età e della classe economica di appartenenza del veicolo, nonché del tipo di ricambio. Dal lato dell'offerta, inoltre, i centri di assistenza delle case automobilistiche (generalmente concessionarie e officine autorizzate) possono distribuire al dettaglio ricambi sia originali che equivalenti. Sempre dal lato dell'offerta, infine, gli operatori distribuiscono generalmente un'ampia gamma di parti di ricambio. Ai fini della presente operazione, comunque, non appare necessario addivenire a una esatta delimitazione merceologica del mercato.

12. Il mercato *sub iii)* risulta caratterizzato da un'estrema polverizzazione dell'offerta. L'attività di riparazione e manutenzione viene infatti svolta da un'ampia gamma di operatori quali: officine e concessionari rivenditori autorizzati, officine indipendenti, stazioni di servizio, centri auto specializzati, servizi rapidi di assistenza (l'attività di assistenza in garanzia viene invece effettuata dagli stessi concessionari delle case automobilistiche ovvero da altri soggetti da queste autorizzati). Ai fini della presente operazione, comunque, non appare necessario addivenire a una esatta delimitazione merceologica del mercato.

Il mercato geografico

13. La dimensione geografica dei mercati *sub i)*, *ii)* e *iii)* può ritenersi locale, in considerazione dei comportamenti di acquisto dei consumatori e, in particolare, dell'importanza da questi attribuita alla prossimità dei punti di vendita e assistenza².

² Cfr. C12637 - Gruppo Intergea/Autoghinzani Bergamo, cit.; e C12372 - Gruppo Bossoni-Agricar/Ramo di azienda fallimento Agricar Diesel, cit..

14. Nei precedenti relativi ai mercati in questione, l'Autorità ha definito i mercati locali sulla base dei confini amministrativi, individuando mercati aventi dimensione tendenzialmente provinciale. Nel caso di specie, seguendo tale approccio, in considerazione dell'ambito di operatività della Target e della relativa sovrapposizione con l'attività di Intergea, il mercato geografico rilevante, per tutti i mercati del prodotto sopra individuati, può essere individuato nelle provincie di Monza Brianza e di Milano.

15. In alternativa, è possibile definire i mercati locali tenendo conto della dimensione dei bacini di utenza dei singoli punti vendita delle imprese interessate e della propensione alla mobilità dal lato della domanda. A tal riguardo, la parte notificante ritiene che sia possibile ipotizzare l'esistenza di un bacino di utenza individuato dalle aree site intorno alle due sedi operative della Target (Monza e Paderno Dugnano), percorribili in 40 ovvero 60 minuti di tragitto in macchina per il mercato *sub i)* e in 20 minuti di tragitto in macchina per i mercati *sub ii)* e *iii)* (c.d. *isocrone*).

16. Ai fini della presente operazione, tuttavia, non appare necessario addivenire ad un'esatta delimitazione geografica del mercato in quanto ciò non muterebbe la valutazione dell'operazione.

Gli effetti dell'Operazione

17. L'Operazione non appare idonea a determinare effetti distorsivi per la concorrenza.

18. In particolare, per quanto riguarda il mercato *sub i)* relativo alla distribuzione degli autoveicoli e dei veicoli commerciali nuovi e usati ai consumatori finali, secondo i dati forniti dalla società notificante, a seguito della concentrazione Intergea deterrà una quota pari a circa il [5-10%] nella provincia di Monza Brianza e pari a circa il [5-10%] nella provincia di Milano. A conclusioni analoghe si giunge considerando una dimensione del mercato geografico corrispondente all'area delimitata da una curva isocrona di 40 minuti di guida costruita intorno a ciascuna delle due sedi operative della Target.

19. Per quanto riguarda il mercato *sub ii)* relativo alla distribuzione al dettaglio di ricambistica per autoveicoli per passeggeri e veicoli commerciali, considerando isocrone di ampiezza pari a 20 minuti di auto dalle sedi della Target (dati analoghi si ottengono a livello provinciale), la quota di mercato di Intergea a seguito dell'operazione sarà pari a circa il [1-5%] all'interno dell'isocrona definita attorno alla sede di Monza e al [1-5%] all'interno dell'isocrona definita attorno alla sede di Paderno Dugnano.

20. Anche per quanto riguarda il mercato *sub iii)*, relativo ai servizi *post-vendita* di assistenza, manutenzione e riparazione di autoveicoli, considerando isocrone di ampiezza pari a 20 minuti di auto dalle sedi della Target, la quota di mercato di Intergea a seguito dell'Operazione sarà pari a circa il [1-5%] nell'ambito dell'isocrona definita attorno alla sede di Monza e al [1-5%] all'interno dell'isocrona definita attorno alla sede di Paderno Dugnano.

21. Inoltre, in tutti i suddetti mercati sono attivi numerosi e qualificati concorrenti.

22. Infine, l'Operazione non produrrà distorsioni di natura verticale, posto che la Target non opera quale importatore e che il Gruppo Intergea è attivo solo marginalmente nell'importazione di autoveicoli dal mercato cinese, tramite la società Eurasia Motor Company S.r.l. che, peraltro, importa quantitativi di automobili alquanto modesti e che non risulteranno incrementati se non in misura marginale dall'Operazione.

23. Alla luce delle considerazioni sopraesposte, l'Operazione non appare idonea a ostacolare la concorrenza nei mercati interessati e a determinare la costituzione o il rafforzamento di una posizione dominante.

RITENUTO, pertanto, che l'Operazione non ostacola, ai sensi dell'articolo 6, comma 1, della legge n. 287/1990, in misura significativa la concorrenza effettiva nei mercati interessati e non comporta la costituzione o il rafforzamento di una posizione dominante

DELIBERA

di non avviare l'istruttoria di cui all'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/1990.

Le conclusioni di cui sopra saranno comunicate, ai sensi dell'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/1990, alle imprese interessate e al Ministro delle Imprese e del Made in Italy.

Il presente provvedimento sarà pubblicato nel Bollettino dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

IL SEGRETARIO GENERALE

Guido Stazi

IL PRESIDENTE

Roberto Rustichelli

C12683 - FINCANTIERI/WASS SUBMARINE SYSTEMS

Provvedimento n. 31388

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 26 novembre 2024;

SENTITA la Relatrice, Professoressa Elisabetta Iossa;

VISTO il Regolamento (CE) n. 139/2004;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO il D.P.R. 30 aprile 1998, n. 217;

VISTA la comunicazione della società Fincantieri S.p.A., pervenuta in data 4 novembre 2024;

VISTA la documentazione agli atti;

CONSIDERATO quanto segue:

I. LE PARTI**I.1. Fincantieri**

1. Fincantieri S.p.A. (di seguito, "Fincantieri" o "Acquirente") è la società *holding* dell'omonimo gruppo attiva nel settore della cantieristica navale e, in particolare, nelle attività di: i) *shipbuilding*, ovvero le attività di progettazione e costruzione di navi da crociera e navi militari, di arredo navale, nonché la progettazione e produzione di cabine navali, *box* igiene, vetrate, attrezzature per il *catering* navale, ecc.; ii) *offshore* e le navi speciali, il quale include le attività di progettazione e costruzione di navi da supporto per impianti eolici *offshore* e per il settore *Oil&Gas*, navi specializzate quali posacavi e traghetti, nonché altre tipologie di navi non militari, offrendo prodotti innovativi e a ridotto impatto ambientale; iii) progettazione e produzione di Sistemi, Componenti e Infrastrutture, collegate a vario titolo al settore della cantieristica navale¹. Fincantieri è quotata presso il mercato *Euronext Milan*, organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A..

2. Il capitale sociale di Fincantieri è detenuto da CDP Equity S.p.A. (di seguito, "CDP Equity") per il 71,3%. La restante parte del capitale sociale di Fincantieri è distribuita tra azionisti privati - nessuno dei quali detiene, individualmente, una quota dello stesso superiore o uguale al 3% - e, limitatamente, azioni proprie. A sua volta, CDP Equity è interamente controllata da Cassa Depositi

¹ In particolare, l'attività di Sistemi, Componenti e Infrastrutture, che ricomprende le seguenti aree di *business*:

a. - *Polo Meccatronica, i.e.*, l'area di *business* attiva nella: (i) progettazione, produzione e installazione di sistemi di generazione e accumulo di energia elettrica, (ii) riparazione, manutenzione, installazione di turbine a gas, (iii) progettazione e produzione di sistemi elettrici, elettronici ed elettromeccanici integrati, nonché nella (iv) progettazione e realizzazione di impianti elettrici da fonte rinnovabile fotovoltaica;

b. - *Polo Infrastrutture, i.e.*, l'area di *business* dedicata alle attività di: (i) progettazione, costruzione, manutenzione, fornitura di infrastrutture civili, marittime, portuali e idrauliche (*inter alia*, ponti, viadotti, aeroporti, porti, grandi edifici industriali e commerciali), (ii) costruzione di edifici e fornitura dei relativi sistemi tecnologici, e (iii) produzione, commercializzazione e posa in opera di manufatti e carpenterie metalliche;

c. - *Polo Elettronica, i.e.*, l'area di *business* dedicata alle attività di: (i) produzione e fornitura di mezzi e servizi connessi con il supporto logistico integrato, (ii) ricerca e sperimentazione in ambito navale; (iii) progettazione, produzione e manutenzione di sistemi per applicazioni civili-militari; (iv) progettazione, fornitura e integrazione di infrastrutture tecnologiche; (v) progettazione e produzione di prodotti e servizi afferenti alla sicurezza informatica; nonché alle attività di (vi) progettazione e realizzazione di sistemi di automazione, sistemi di telecomunicazione e sistemi elettronici.

e Prestiti S.p.A. (di seguito, “CDP”), società partecipata dal Ministero dell’economia e delle finanze (82,7%)².

Nel 2023, CDP ha realizzato un fatturato consolidato di circa [30-40] miliardi di euro a livello mondiale, di cui [20-30]* miliardi di euro a livello eurounitario, dei quali [20-30] miliardi di euro a livello nazionale.

1.2. WASS Submarine Systems S.r.l. e Leonardo

3. WASS Submarine Systems S.r.l. (di seguito, “WASS” o “Target”) è una società interamente controllata da Leonardo S.p.A. (di seguito, “Leonardo” o “Parte Venditrice”) che, nel contesto dell’Operazione, cederà a WASS il proprio ramo di azienda attivo nella progettazione, realizzazione e vendita di prodotti e sistemi di difesa e di arma, ivi incluse le relative componenti elettroniche, consistenti in: (i) siluri pesanti, leggeri e mini-siluri, ivi inclusi i relativi sistemi di movimentazione a bordo e di lancio, per unità navali e sottomarine, nonché aeromobili; (ii) sistemi *sonar* a uso militare, compresi anche i *sonar* antimina, per unità navali e sottomarine e (iii) sistemi di contromisura, inclusi i relativi sistemi di lancio, per unità navali e sottomarine.

4. Leonardo cederà a WASS anche la partecipazione del 50% detenuta nel Gruppo Europeo di Interesse Economico (di seguito, “G.E.I.E.”) EuroTorp³, costituito ai fini della promozione e commercializzazione del siluro leggero MU90 e partecipato anche da DCN International S.A. (26%) e Thales S.A. (24%).

5. Leonardo opera nella progettazione e realizzazione di, *inter alia*: (a) elicotteri; (b) sistemi di comando e controllo, nonché sensori multifunzione ed equipaggiamenti di autoprotezione, con applicazioni nei domini terrestre, navale, aereo, spaziale e *cyber* (elettronica per la difesa e sicurezza); (c) velivoli per la difesa e la sorveglianza multi-missione, da addestramento e trasporto tattico, e per il supporto umanitario; (d) componenti strutturali per velivoli commerciali e da difesa, elicotteri e aerei ed (e) satelliti, infrastrutture, equipaggiamenti e sensori *high tech*. Leonardo fornisce, altresì servizi, piattaforme, sistemi e soluzioni per la: (f) gestione, manutenzione, monitoraggio e digitalizzazione dei prodotti e sistemi indicati innanzi; e (g) automazione della movimentazione aeroportuale dei bagagli, dei centri di smistamento della posta e degli *hub* logistici dei corrieri.

6. Leonardo è la *holding* dell’omonimo gruppo industriale ed è una società per azioni quotata presso il mercato *Euronext Milan*, organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A., ed il cui socio di maggioranza è il Ministero dell’Economia e delle Finanze che ne detiene circa il 30,2% del capitale sociale (aggiornamento a luglio 2024). La restante parte del capitale sociale di Leonardo è detenuta da investitori istituzionali e *retail* o è costituita da limitate azioni proprie. Fincantieri e Leonardo detengono il controllo congiunto su Orizzonte Sistemi Navali S.p.A. (di seguito, “OSN”), società che svolge attività prettamente commerciali di *project management* e di gestione/consegna di ordinativi.

² La restante parte del capitale sociale di CDP è distribuita tra diverse fondazioni bancarie (15,93%) - nessuna delle quali detiene una quota dello stesso superiore o uguale al 3% - e azioni proprie (1,3%).

* Nella presente versione alcuni dati sono omessi, in quanto si sono ritenuti sussistenti elementi di riservatezza o di segretezza delle informazioni.

³ Un Gruppo europeo di interesse economico è una figura introdotta nell’ordinamento unionale dal Regolamento (CEE) n. 2137 del 25 luglio 1985, in GURI serie L n. 199 del 31 luglio 1985.

7. Il fatturato consolidato realizzato dalla Target nel 2023 è stato di circa [100-567] milioni di euro a livello mondiale, di cui [100-567] milioni di euro per vendite nell'Unione europea e [35-100] milioni di euro realizzati in Italia.

II. DESCRIZIONE DELL'OPERAZIONE

8. L'operazione di concentrazione notificata ha a oggetto l'acquisizione (di seguito, "Operazione"), da parte di Fincantieri, dell'intero capitale sociale e, dunque, del controllo esclusivo, sulla società di nuova costituzione, WASS, cui verrà conferito il Ramo d'Azienda di Leonardo denominato "Underwater Armaments Systems", compresa la partecipazione nel G.E.I.E. EuroTorp.

9. A seguito dell'Operazione, pertanto, Fincantieri verrà a detenere il controllo esclusivo su WASS e, dunque, in ultima istanza, sull'intero Ramo d'Azienda, compresa la partecipazione detenuta nel G.E.I.E. EuroTorp.

10. L'Operazione è soggetta ad alcune condizioni sospensive, quali [omissis].

III. QUALIFICAZIONE DELL'OPERAZIONE

11. L'Operazione, in quanto comporta l'acquisizione del controllo esclusivo di parti di impresa, costituisce una concentrazione ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera b), della legge n. 287/1990.

12. L'Operazione rientra nell'ambito di applicazione della legge n. 287/1990, non ricorrendo le condizioni di cui all'articolo 1 del Regolamento CE 139/2004, ed è soggetta all'obbligo di comunicazione preventiva disposto dall'articolo 16, comma 1, della medesima legge, in quanto il fatturato totale realizzato, nell'ultimo esercizio a livello nazionale, dall'insieme delle imprese interessate dall'Operazione è stato superiore a 567 milioni di euro ed il fatturato realizzato nell'ultimo esercizio a livello nazionale da almeno due delle imprese interessate è stato superiore a 35 milioni di euro.

IV. VALUTAZIONE DELL'OPERAZIONE

IV.1. Il settore interessato

13. L'Operazione in esame interessa il settore dei sistemi integrati di arma e difesa di unità navali la cui domanda è di natura istituzionale, primariamente costituita dalle commesse dei Ministeri della Difesa e delle forze armate dei Paesi non soggetti a embargo (di seguito, "Marine Militari") che dispongono o intendono disporre di forze subacquee, navali e/o aeree, e i cui ordinativi sono, a loro volta, dettati da vari fattori.

14. Tra questi si annoverano, *inter alia*, le esigenze di sicurezza e difesa nazionale del momento, la diversa longevità dei prodotti in questione e il grado di effettivo utilizzo di quelli già in possesso delle Marine Militari, nonché le scelte di politica industriale, la capienza dei pertinenti stanziamenti di *budget* annuali e le previsioni di spesa pluriennali.

15. La domanda, pertanto, è sostanzialmente costituita dalla pluralità di Marine Militari che, sulla base dei propri requisiti di sicurezza e affidabilità e delle rispettive necessità, avviano procedure di gara o negoziazioni dirette finalizzate all'esclusivo approvvigionamento dei sistemi integrati d'arma e di difesa, disgiuntamente da unità navali.

16. Ne consegue che il settore si caratterizza per due attività di natura distinta ma complementare ai fini della domanda: le Marine Militari e/o i Ministeri della Difesa ordinano unità ai produttori navali e ne richiedono l'allestimento dei sistemi di arma e difesa ai relativi produttori di tali componenti.

17. Al riguardo, appare opportuno ricordare che la Direttiva 2009/81/CE (di seguito, "Direttiva") e il Trattato sul Funzionamento dell'Unione europea (di seguito, "TFUE") consentono di aggiudicare una buona parte delle commesse interessate dall'Operazione tramite affidamento diretto. In particolare, la Direttiva consente agli Stati membri di escludere, ai sensi dell'articolo 346 del TFUE, determinate commesse dall'applicazione delle relative disposizioni quando tale esclusione si rende necessaria ai fini della protezione di fondamentali interessi nazionali in materia di sicurezza, ad esempio con riferimento alla produzione e al commercio di armi, munizioni e materiale bellico⁴.

18. Nel settore, pertanto, operano sia produttori di unità navali sia produttori di sistemi di combattimento, costituiti dalla combinazione di sistemi necessari a rilevare, tracciare, identificare e ingaggiare bersagli nemici e, dunque, proteggere l'unità navale in questione e quelle in prossimità della stessa.

19. Le principali componenti di tali sistemi sono, tipicamente: i sistemi di comando e controllo per l'analisi del contesto e abilitanti la potenziale risposta reattiva, composti dai sistemi *hardware* e *software* di elaborazione e trasmissione dati, con le relative interfacce di accesso e gestione; le soluzioni di *cyber-security* e di protezione elettromagnetica per la protezione dei sistemi digitali, sia *hardware* che *software*; i sistemi di rilevamento e misurazione della distanza, posizione e velocità di oggetti esterni, quali i sistemi *radar* e *sonar*, i sistemi elettro-ottici (telecamere) ed eventuali altri sensori; i sistemi di artiglieria, quali torrette, cannoni e altri sistemi di lancio del munizionamento come le piattaforme lanciamissili; il munizionamento per il lancio attraverso i sistemi di artiglieria, comprensivo, *inter alia*, di munizioni per cannoni, missili e siluri; i sistemi di autodifesa, tra cui contromisure anti-siluro e antimissile.

20. All'interno della più ampia categoria dei sistemi di combattimento delle unità navali, sono ricomprese le attività della Target, ovvero la progettazione, realizzazione e vendita dei seguenti prodotti e sistemi di difesa e di arma, ivi incluse le relative componenti elettroniche: (i) siluri pesanti, leggeri e mini-siluri, ivi inclusi i relativi sistemi di movimentazione a bordo e di lancio, per unità navali e sottomarine, nonché aeromobili; (ii) sistemi *sonar* a uso militare, compresi i *sonar* antimina, per unità navali e sottomarine e (iii) sistemi di contromisura, compresi i relativi sistemi di lancio, per unità navali e sottomarine.

21. Con riferimento alle commesse dei Ministeri della Difesa di interesse ai fini dell'Operazione, si rileva che generalmente le procedure di acquisto riguardano i c.d. sistemi di combattimento nel loro complesso e non, esclusivamente, le tre tipologie di prodotti della Target, né, tantomeno, siluri, contromisure e *sonar* disgiuntamente considerati. Le nuove unità navali militari devono, infatti, essere necessariamente equipaggiate di tutti gli elementi che, tipicamente, compongono i sistemi di combattimento.

⁴ In particolare l'articolo 346 del TFUE recita come segue:

"1. Le disposizioni dei trattati non ostano alle norme seguenti:

[...]

b) ogni Stato membro può adottare le misure che ritenga necessarie alla tutela degli interessi essenziali della propria sicurezza e che si riferiscano alla produzione o al commercio di armi, munizioni e materiale bellico; tali misure non devono alterare le condizioni di concorrenza nel mercato interno per quanto riguarda i prodotti che non siano destinati a fini specificamente militari".

22. A livello mondiale, i principali produttori di unità navali risultano essere, oltre a Fincantieri, le società Huntington Ingalls, General Dynamics/Northrop Grumman, General Dynamics Corporation, BAE Systems Plc, Naval Group, Mitsubishi Heavy Industries, TKMS.

23. Tra i fornitori di sistemi di combattimento si annovera Leonardo (la Parte Venditrice) - in capo alla quale, *post-operazione*, rimarranno le attività di produzione e commercializzazione di buona parte degli elementi dei sistemi di combattimento - e diversi altri operatori, compresi *player* integrati quali Naval Group, TKMS, Mitsubishi Heavy Industries, Hanwha Group e Svenska Aeroplan AB.

24. Pertanto, in generale i produttori di unità navali e i produttori di sistemi di combattimento gestiscono autonomamente gli ordinativi dei Ministeri della Difesa volti alla sostituzione delle sole unità navali o dei soli sistemi d'arma e di difesa, nonché le commesse ancillari e/o successive riguardanti, *inter alia*, la sostituzione di elementi e accessori dei/ai propri prodotti, i servizi di assistenza e i prodotti *post-vendita* (ad esempio, la manutenzione dei sistemi e la fornitura di sessioni di *training*, ricambi, macchine di *test* e manodopera).

IV.2. I mercati rilevanti

25. In considerazione dell'ambito di operatività della Target e avuto riguardo alla prassi consolidata dell'Autorità in materia di concentrazioni nel settore, l'Operazione insiste sui seguenti mercati rilevanti merceologici:

1. il mercato della produzione e commercializzazione di sistemi integrati d'arma subacquea (di seguito, "M.01"), avente a oggetto siluri, apparati di movimentazione a bordo dei siluri e sistemi di lancio degli stessi (*i.e.*, lanciasiluri);

2. il mercato della progettazione, sviluppo, produzione e commercializzazione dei sistemi *sonar* ad uso militare (di seguito, "M.02"), avente ad oggetto i *sonar* (compresi i *sonar* antimina, a immersione per velivoli, galleggianti, ecc.) e i sensori, *i.e.* i sistemi di difesa volti all'individuazione della posizione di oggetti e all'identificazione, rilevazione e localizzazione di navi, sottomarini, siluri e altre entità;

3. il mercato della produzione di contromisure per siluri (di seguito, "M.03"), avente a oggetto le contromisure e i relativi sistemi di lancio, *i.e.* sistemi di difesa che consistono in meccanismi di protezione lanciati contro i siluri allo scopo di deviarne la traiettoria.

26. Tenuto conto delle attività svolte da Fincantieri nel settore della cantieristica navale, prodotti sui quali si inseriscono le attività della Target, l'Operazione interessa anche il seguente mercato rilevante:

4. il mercato della cantieristica navale in ambito militare (di seguito, "M.04"), concernente la progettazione e costruzione di imbarcazioni militari (*i.e.*, fregate, corvette, portaerei e portaelicotteri, incrociatori, navi anfibe, sottomarini), paramilitari (pattugliatori) e navi a esse ausiliarie.

27. Dal punto di vista dell'estensione geografica, i perimetri rilevanti sono i seguenti:

a) in relazione al mercato della produzione e commercializzazione di sistemi integrati d'arma subacquea (M.01), nei precedenti dell'Autorità detto mercato è stato definito di dimensione geografica nazionale (date le caratteristiche della domanda) sebbene possano esserci flussi di importazioni ed esportazioni tali da ampliare la definizione a livello sovranazionale⁵;

⁵ Cfr., C1652 - *Sistemi Subacquei Welse/Whitehead-Alenia Elsg Sistemi Navali-Usea* provvedimento n. 2346 del 5 ottobre 1994, in Bollettino n. 40/1994, nella parte in cui rileva: "l'acquisizione di tecnologie e apparecchiature veniva realizzata

b) con riferimento al mercato della progettazione, sviluppo, produzione e commercializzazione dei sistemi *sonar* a uso militare (M.02) e al mercato della produzione di contromisure per siluri (M.03), nei propri precedenti l'Autorità ha ritenuto che il mercato della progettazione, sviluppo, produzione e commercializzazione dei sistemi *sonar* a uso militare abbia dimensione nazionale o sovranazionale (europea o finanche mondiale) a seconda della circostanza che esistano o meno operatori domestici in grado di soddisfare la domanda istituzionale⁶;

c) per ciò che concerne, infine, il mercato della cantieristica navale in ambito militare (M.04), l'Autorità ha ritenuto nei propri precedenti che il mercato in esame potesse avere dimensione geografica sovranazionale in tutte le ipotesi in cui non si riscontrasse la sussistenza di un fornitore preferenziale nazionale per i corpi armati del Paese interessato⁷;

28. In relazione alla definizione dei mercati rilevanti non appare necessario addivenire a una esatta delimitazione del mercato geografico in quanto l'Operazione concerne attività tra loro non sovrapposte a livello orizzontale e in maniera estremamente sporadica - e dipendente solo da specifiche richieste della committenza - integrabili a livello verticale.

29. Infatti, anche se si considerasse l'ambito geografico più ristretto, ovvero quello nazionale, richiamate le caratteristiche del settore (v. *supra*) e le circostanze di specifiche necessità del Ministero della Difesa italiano in relazione all'approvvigionamento dei distinti prodotti dei mercati M01-M03 combinato con le unità navali del mercato M04, l'Operazione non sarebbe idonea ad alterare il contesto competitivo attuale a livello nazionale (v. *infra*). Ciò è, altresì, rinvenibile nella discrezionalità che il TFUE (e in particolare l'articolo 346, v. *supra*) conferisce ai singoli Stati Membri (e di conseguenza alle istituzioni nazionali che si occupano di difesa per conto degli stessi) nel procedere all'approvvigionamento di prodotti militari. Qualora invece, si considerasse un'estensione geografica sovranazionale (a livello di Unione europea o mondiale) l'Operazione non avrebbe rilievo da un punto di vista concorrenziale in virtù della presenza di numerosi qualificati concorrenti, alcuni di loro già operativi, in maniera integrata, in tutti i mercati rilevanti oggetto di considerazione (v. *infra*).

IV.3. Gli effetti dell'Operazione

IV.3.a. Il contesto competitivo nei mercati rilevanti

30. Nei mercati in cui opera la Target (ma non l'Acquirente), con riferimento all'anno 2023, si rileva quanto segue:

1. nel mercato della produzione e commercializzazione di sistemi integrati d'arma subacquea (M.01), la Target detiene una quota di mercato pari al [1-5%] a livello mondiale, al [1-5%] a livello unionale e del [95-100%] a livello nazionale;
2. nel mercato della progettazione, sviluppo, produzione e commercializzazione dei sistemi *sonar* ad uso militare (M.02), la Target detiene una quota di mercato [inferiore all'1%] a livello mondiale, [inferiore all'1%] a livello SEE e del [10-15%] a livello nazionale;

prevalentemente in ambito nazionale per ragioni politiche e strategiche collegate all'esigenza di sostenere l'industria della difesa nazionale".

⁶ Cfr., C10285 - *Atlas Elektronik/Ramo di Azienda di Qinetiq (Underwater Warfare Systems)* provvedimento n. 20402 del 22 ottobre 2009, in Bollettino n. 42/2009; C4807 - *Thales/Thomson Marconi Sonar* provvedimento n. 9934 del 13 settembre 2001, in Bollettino n. 37/2001.

⁷ Cfr., C11786 - *Cassa Depositi e Prestiti/Fintecna*, provvedimento n. 23986 del 9 ottobre 2012, in Bollettino n. 41/2012.

3. nel mercato della produzione di contromisure per siluri (M.03), la Target detiene una quota di mercato pari al [5-10%] a livello mondiale, al [30-35%] a livello unionale e del [45-50%] a livello nazionale. Al riguardo, appare opportuno rilevare che a livello sovranazionale sono presenti operatori dotati di quote di mercato maggiori della Target, mentre a livello nazionale l'offerta appare comunque ampia.

31. Per ciò che concerne il mercato rilevante M.04, Fincantieri detiene una quota di mercato pari al [5-10%] a livello mondiale, del [20-25%] a livello unionale e del [85-90%] a livello nazionale, ambito geografico nel quale sono operativi altri due operatori.

32. Per ciò che concerne potenziali relazioni verticali, si rileva che le Parti allo stato hanno gestito in autonomia gli ordinativi diretti del Ministero della Difesa. In tale contesto, infatti, la scelta dei fornitori dei Sistemi di Combattimento viene sostanzialmente operata dai committenti che, peraltro, dettano le specifiche tecniche e qualitative ai *provider*, intrattengono interlocuzioni dirette con gli stessi, procedono con le relative verifiche di congruità e instaurano rapporti commerciali con gli stessi per l'espletamento delle attività connesse e successive alla commessa (ad esempio, fornitura di servizi di assistenza, prodotti *post-vendita*, ricambi, macchine di *test*, *training*, manodopera, ecc.)⁸. Da ultimo, appare opportuno segnalare che negli specifici casi in cui il Ministero della Difesa Italiano ha richiesto alla Parte Acquirente (Fincantieri) e alla Parte Venditrice (Leonardo) di effettuare una commercializzazione congiunta di una commessa, queste hanno proceduto alla creazione di OSN e alla costituzione in RTI (v. paragrafo 6).

33. Pertanto, non si rilevano relazioni verticali idonee ad alterare il contesto competitivo.

IV.3.b. Il GEIE Eurotorp

34. In relazione al GEIE Eurotorp (v. *supra*), la cui partecipazione del 50% sarà ceduta da Leonardo alla Target - e, di conseguenza, a Fincantieri - si osserva che tale progetto è stato costituito nel luglio del 1993 allo scopo di avviare una cooperazione tra le industrie militari italiana e francese - cui poi si sono aggiunte le amministrazioni della difesa tedesca e australiana - per lo sviluppo e la realizzazione in comune di una nuova e, ai tempi, innovativa tipologia di siluro, l'MU90, sulla base di due progetti già esistenti nei rispettivi Paesi, il Murene francese e l'A-290 italiano.

35. Eurotorp, nello specifico, non appare suscettibile di essere qualificata come impresa comune a pieno titolo, non essendo in grado di “*esercitare stabilmente tutte le funzioni di una entità economica autonoma*”, tale da farla rientrare nell'ambito di applicazione del Regolamento eurounitario sulle concentrazioni⁹ in quanto:

- i. EuroTorp non opera sul mercato e *[omissis]*;
- ii. il G.E.I.E. in questione è stato costituito esclusivamente allo scopo di sviluppare e produrre specifici componenti del siluro MU90 tra l'industria italiana (*i.e.*, Leonardo) e l'industria francese (*i.e.*, DCN International S.A. e Thales S.A.), attività che vengono svolte dai Soci stessi;
- iii. EuroTorp non dispone delle infrastrutture necessarie a operare autonomamente sul mercato, né si approvvigiona da soggetti diversi dai soci, dipendendo esclusivamente dalle transazioni commerciali concluse con *[omissis]*.

⁸ Al riguardo, appare opportuno rilevare che solamente *[omissis]* relativo al *[omissis]* la Target ha partecipato con l'Acquirente *[omissis]*.

⁹ Regolamento (CE) n. 139/2004 del Consiglio del 20 gennaio 2004 relativo al controllo delle concentrazioni tra imprese (in particolare, si veda l'articolo 3, paragrafo 1, lettera b) in combinato disposto con l'articolo 3, paragrafo 4).

V. CONCLUSIONI

36. Alla luce delle considerazioni esposte, pertanto, l'Operazione non appare idonea a ostacolare in misura significativa la concorrenza nei mercati interessati e a determinare la costituzione o il rafforzamento di una posizione dominante.

RITENUTO, pertanto, che l'Operazione in esame non ostacola, ai sensi dell'articolo 6, comma 1, della legge n. 287/1990, in misura significativa la concorrenza effettiva nei mercati interessati e non comporta la costituzione o il rafforzamento di una posizione dominante;

DELIBERA

di non avviare l'istruttoria di cui all'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/1990.

Le conclusioni di cui sopra saranno comunicate, ai sensi dell'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/1990, alle imprese interessate e Ministro delle Imprese e del Made in Italy.

Il presente provvedimento sarà pubblicato nel Bollettino dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

IL SEGRETARIO GENERALE
Guido Stazi

IL PRESIDENTE
Roberto Rustichelli

C12684 - COL GIOVANNI PAOLO/INDUSTRIE MECCANICHE ELETTRICHE*Provvedimento n. 31389*

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 26 novembre 2024;

SENTITA la Relatrice, Professoressa Elisabetta Iossa;

VISTO il Regolamento (CE) n. 139/2004;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO il D.P.R. 30 aprile 1998, n. 217;

VISTA la comunicazione effettuata dalla società Col Giovanni Paolo S.p.A., pervenuta in data 5 novembre 2024;

VISTA la documentazione agli atti;

CONSIDERATO quanto segue:

I. LE PARTI

1. COL Giovanni Paolo S.p.A. (di seguito, "COL") è una società a capo di un Gruppo (di seguito, "Gruppo COL") attivo nel settore elettrotecnico ed elettromeccanico. Il Gruppo COL opera principalmente nella produzione e distribuzione di prodotti per i sistemi di media tensione, quali quadri elettrici, interruttori e sezionatori ed è anche attivo: (i) nella produzione e distribuzione di dispositivi di protezione e controllo delle linee elettriche in media e alta tensione, nonché nella progettazione di sistemi di monitoraggio e controllo delle linee ad alta tensione; (ii) nella progettazione e produzione di apparati e sistemi per il monitoraggio e il telecontrollo delle reti elettriche e (iii) in misura del tutto residuale, nell'installazione di impianti e nella produzione di sensori che trovano applicazione nel settore elettrico e ferroviario (sensori di velocità, sfere di segnalamento, etc.). Il Gruppo COL si rivolge principalmente a *utility* e distributori di energia elettrica (DSO).

2. COL è controllata da OCM CGP ItalianCo S.r.l. (di seguito, "OCM Italia")* ¹, a sua volta indirettamente controllata congiuntamente da Oaktree Capital Group Holdings GP, LLC (di seguito, "Oaktree") e da Brookfield Corporation (di seguito, "Brookfield")².

3. Nel 2023 Oaktree e Brookfield hanno realizzato complessivamente a livello mondiale un fatturato pari a circa [100-200] miliardi di euro, di cui circa [10-20] miliardi di euro per vendite a livello europeo e circa [2-3] miliardi di euro per vendite in Italia.

4. Industrie Meccaniche Elettriche S.p.A. (di seguito, "IME" o "Target") è una società a capo dell'omonimo gruppo (di seguito, "Gruppo IME") attivo nel settore elettrotecnico ed

* Nella presente versione alcuni dati sono omessi, in quanto si sono ritenuti sussistenti elementi di riservatezza o di segretezza delle informazioni.

¹ OCM Italia detiene azioni corrispondenti a circa il 67,5% del capitale sociale di COL. Partecipazioni di minoranza di COL sono detenute [omissis].

[Omissis].

² [Omissis].

elettromeccanico per l'industria e società elettriche. Tramite le controllate, IME è attiva: (i) nella costruzione di quadri elettrici media e bassa tensione, apparecchiature di media tensione (interruttori di manovra e sezionatori), celle *standard* e cabine prefabbricate media e bassa tensione e (ii) nella realizzazione e manutenzione di impianti elettrici di alta, media e bassa tensione. La clientela tipo del Gruppo IME è rappresentata dal mercato privato, rivolgendosi o direttamente a industrie o, più generalmente, attraverso installatori elettrici o EPC, agli operatori del settore delle rinnovabili e alle *utilities*.

5. I soci di IME sono persone fisiche riconducibili alla famiglia Primavesi delle quali una³ ne detiene il controllo, essendo titolare, anche mediante usufrutto, del 52,55% del relativo capitale sociale.

6. Il Gruppo IME, nel 2023, ha realizzato, a livello mondiale, un fatturato consolidato pari a circa [35-100] milioni di euro, di cui circa [35-100] milioni di euro per vendite a livello europeo e circa [35-100] milioni di euro per vendite in Italia⁴.

II. DESCRIZIONE DELL'OPERAZIONE

7. L'operazione notificata (di seguito, "Operazione") consiste nell'acquisizione da parte di COL dell'intero capitale sociale di IME⁵.

8. È, altresì, previsto che COL e ciascuno dei venditori sottoscrivano alla data del *closing* un articolato accordo di non concorrenza e non sollecitazione⁶ contenente [omissis]. L'accordo prevede, inoltre, [omissis].

III. QUALIFICAZIONE DELL'OPERAZIONE

9. L'Operazione, in quanto comporta l'acquisizione del controllo esclusivo di un'impresa, costituisce una concentrazione ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera b), della legge n. 287/1990.

10. Essa rientra nell'ambito di applicazione della legge n. 287/1990, non ricorrendo le condizioni di cui all'articolo 1 del Regolamento (CE) n. 139/2004, ed è soggetta all'obbligo di comunicazione preventiva disposto dall'articolo 16, comma 1, della medesima legge, in quanto il fatturato totale realizzato nell'ultimo esercizio a livello nazionale dall'insieme delle imprese interessate è stato superiore a 567 milioni di euro e il fatturato realizzato individualmente a livello nazionale da almeno due delle imprese interessate è stato superiore a 35 milioni di euro.

11. Il patto di non concorrenza e non sollecitazione sottoscritto dalle parti e descritto nel paragrafo precedente può essere ritenuto direttamente connesso e necessario alla realizzazione dell'Operazione, in quanto funzionale alla salvaguardia del valore dell'impresa acquisita, a condizione che esso sia limitato merceologicamente ai prodotti e servizi oggetto dell'attività economica dell'impresa acquisita, geograficamente all'area d'attività dell'impresa acquisita e temporalmente a un periodo di due anni, e non impedisca ai venditori di acquistare o detenere azioni a soli fini di investimento finanziario, senza che ciò comporti, direttamente o indirettamente, il

³ [Omissis].

⁴ I dati sopra indicati non considerano il fatturato realizzato per vendite verso imprese controllate o controllanti di IME che nel 2023 è stato pari a [1-10] milioni di euro.

⁵ Nel contratto preliminare è inoltre previsto che [omissis].

⁶ L'accordo di non concorrenza e non sollecitazione prevede, altresì, [omissis].

conferimento di incarichi gestionali o di un'influenza sostanziale nella società concorrente, anche in imprese diverse dalle società quotate in mercati regolamentati e/o per partecipazioni finanziarie anche superiori al 2% del capitale sociale⁷.

IV. VALUTAZIONE DELL'OPERAZIONE

I mercati rilevanti

12. L'Operazione interessa, sotto il profilo merceologico, il settore elettromeccanico ed elettrotecnico e, in particolare, la produzione e distribuzione di quadri elettrici e prodotti per i sistemi di bassa e media tensione, nonché la realizzazione e manutenzione di impianti elettrici per usi civili e industriali in bassa, media e alta tensione.

13. In considerazione dell'attività della società oggetto di acquisizione, sulla base di alcuni precedenti della Commissione e dell'Autorità⁸, le Parti ritengono che l'operazione interessi:

- i) il mercato della produzione e distribuzione, nello Spazio economico europeo (di seguito "SEE") di prodotti di media tensione (MV), vale a dire prodotti per reti di distribuzione operanti a tensioni comprese tra 1 kV e 52 kV (**M.01**)⁹;
- ii) il mercato nazionale della produzione e distribuzione di prodotti a bassa tensione (LV) (< 1kV) (**M.02**);
- iii) il mercato della produzione e distribuzione, nello spazio economico europeo, di prodotti ad alta tensione (HV) tra 52 kV e 800 kV, quale installatore (**M.03**);
- iv) il mercato nello spazio economico europeo della progettazione, installazione e commercializzazione di impianti elettrici per usi civili e industriali (**M.04**)¹⁰.

14. Ai fini della presente Operazione, tuttavia, non appare necessario addivenire ad un'esatta delimitazione merceologica e geografica dei mercati in quanto, come di seguito più diffusamente illustrato, ciò non inciderebbe sulla valutazione dell'Operazione.

I prodotti a media tensione (M.01)

15. Per quanto concerne in particolare il mercato delle apparecchiature elettriche di medio voltaggio, che comprende una serie di dispositivi di commutazione e di derivazione, di misurazione, di controllo e di protezione, interruttori, sezionatori, scaricatori, contattori e trasformatori di distribuzione, lo stesso è rivolto a tre tipologie principali di clienti: (i) gestori di servizi pubblici, (ii) clienti industriali e altri grandi clienti non gestori di servizi pubblici e (iii) proprietari di edifici e piccole e medie imprese industriali.

⁷ Comunicazione della Commissione europea sulle restrizioni direttamente connesse e necessarie alle operazioni di concentrazione (2005/C 56/03) pubblicata in GUCE del 5 marzo 2005.

⁸ Cfr. C11173 - *ABB/PGC Powergreen Consulting*, provvedimento n. 22700 del 4 agosto 2011, in Bollettino n. 32/2011 e decisioni della Commissione europea M.8678 - *ABB/General Electric Industrial Solutions* del 1° giugno 2018; M.9447 - *Hitachi/ABB (Power Grid Division)* del 28 maggio 2020. Nei casi richiamati, infatti, il mercato dei componenti e dei sistemi elettrici è stato suddiviso, in base ai rispettivi livelli di tensione, in tre segmenti: (i) prodotti ad alta tensione per reti di trasmissione che operano a tensioni comprese tra 52 kV e 800 kV; (ii) prodotti a media tensione per reti di distribuzione che operano a tensioni comprese tra 1 kV e 52 kV e (iii) prodotti a bassa tensione (<1 kV).

⁹ Cfr. decisione della Commissione europea M.8678 - *ABB/General Electric Industrial Solutions*, cit..

¹⁰ Cfr. C11260 - *NBI/ramo di azienda di Busi Impianti*, provvedimento n. 22883 del 12 ottobre 2011, in Bollettino n. 41/2011.

16. La Commissione europea e l’Autorità, nei richiamati precedenti¹¹, hanno lasciato aperta la definizione merceologica di tale mercato, in quanto potrebbe essere inappropriato definire mercati separati a livello di ciascuna categoria di prodotti, a causa delle caratteristiche tecniche, dei prezzi e dell’uso previsto, oltre a risultare irrilevante una distinzione tra prodotti utilizzati nella distribuzione primaria e secondaria. È stata, del pari, lasciata aperta anche la definizione geografica, pur ritenendo che il mercato dei prodotti di medio voltaggio abbia una portata almeno pari allo SEE.

I prodotti a bassa tensione (M.02)

17. I prodotti a bassa tensione comprendono apparecchiature per la distribuzione dell’elettricità e la connessione alla rete in edifici residenziali, commerciali e industriali (come quadri elettrici, canaline e scatole di derivazione, prese e interruttori), nonché componenti di comunicazione e controllo (per il condizionamento dell’aria, l’illuminazione, ecc.) e altre apparecchiature come sistemi di sicurezza e sistemi di rilevamento e allarme antincendio o antintrusione.

18. La Commissione europea, nelle decisioni richiamate dalle Parti, pur prendendo in considerazione possibili ulteriori segmentazioni, ha lasciato aperta la definizione di questo mercato¹².

19. Quanto al mercato geografico, nella richiamata prassi della Commissione europea, il mercato dei prodotti a bassa tensione è stato valutato a portata nazionale, in ragione delle normative locali prevalenti, della clientela locali e delle disparità nei prezzi e nelle posizioni di mercato dei fornitori tra gli Stati membri¹³. Più di recente, tuttavia, anche la definizione geografica di tale mercato è stata lasciata aperta¹⁴.

I prodotti ad alta tensione (M.03)

20. La Commissione europea ha ritenuto che il mercato dei prodotti ad alta tensione afferisca all’attività di trasporto e trasformazione dell’elettricità dagli impianti di produzione o dai punti di interconnessione con le reti estere, fino ai punti di interconnessione con le reti di distribuzione e ai punti di prelievo dei clienti finali¹⁵. Tali prodotti sono solitamente installati in sottostazioni ad alta tensione i cui principali componenti sono: interruttori automatici, sezionatori, trasformatori di misura, trasformatori di potenza, scaricatori di sovratensione¹⁶. I prodotti ad alta tensione sono utilizzati anche per altre applicazioni correlate al sistema energetico. Nei precedenti della Commissione europea la definizione del mercato geografico dei prodotti ad alta tensione, considerata coincidente almeno con lo SEE, è stata lasciata aperta¹⁷.

¹¹ Cfr. C11173 - *ABB/PGC Powergreen Consulting*, cit.; C12342 - *OCM Luxembourg POV V/COL Giovanni Paolo-MCM*, provvedimento n. 28501 del 22 dicembre 2020, in Bollettino n. 2/2021 e decisioni della Commissione europea M.8678 - *ABB/General Electric Industrial Solutions*, cit. M.9447 - *Hitachi/ABB (Power Grid Division)*, cit., provvedimento dell’Autorità n. 22700 del 4 agosto 2011.

¹² Cfr. decisione della Commissione europea M.8678 - *ABB/General Electric Industrial Solutions* cit..

¹³ Cfr. decisione della Commissione europea M.4475 - *Schneider Electric/APC* dell’8 febbraio 2007.

¹⁴ Cfr. decisione Commissione europea M.8678 - *ABB/General Electric Industrial Solutions* cit.

¹⁵ Cfr. decisine della Commissione europea M.10314 - *Vinci SA/ Energia y servicios Dinsa II*, del 25 ottobre 2021.

¹⁶ Cfr. decisine della Commissione europea M.9447 - *Hitachi/ABB (Power Grid Division)*, cit..

¹⁷ Cfr. decisioni della Commissione europea M.9447 - *Hitachi/ABB (Power Grid Division)*, cit.; M.8678 - *ABB/General Electric Industrial Solutions*, cit; M.6642 - *Eaton Corporation/Cooper Industries*, del 23 novembre 2012 ed M.5754 - *Alstom Holdings/Areva T&D* del 26 marzo 2010.

Progettazione, installazione e commercializzazione di impianti elettrici per usi civili e industriali (M.04)

21. L'Autorità ha, nei suoi precedenti, ritenuto che il mercato della progettazione, dell'installazione e della commercializzazione di impianti elettrici per scopi civili e industriali¹⁸ comprenda diversi tipi di prodotti e servizi (come cavi e raccordi elettrici, sistemi elettrici per le telecomunicazioni, riscaldamento elettrico, allarme antincendio, trasmissione dati, sistemi di allarme antifurto, ascensori e scale mobili), spesso richiesti in combinazione con altri impianti (come quelli termoidraulici o ambientali).

22. Quanto all'esatta definizione del mercato geografico, secondo i richiamati precedenti, può essere lasciata aperta, pur potendo avere dimensione nazionale o coincidente con lo SEE.

Gli effetti dell'Operazione

23. IME, nel mercato dei prodotti a media tensione (M.01), detiene nello SEE una quota *[inferiore all'1%]*, mentre COL detiene una quota *[inferiore all'1%]*, con una quota congiunta *[inferiore all'1%]*.

24. Nel mercato dei prodotti a bassa tensione (M.02), IME detiene, a livello nazionale, una quota *[inferiore all'1%]*, mentre COL detiene una quota *[inferiore all'1%]* e, quindi la quota congiunta è *[inferiore all'1%]*.

25. Nel mercato della progettazione, installazione e commercializzazione di impianti elettrici per usi civili e industriali (M.04), IME detiene, nello SEE, una quota *[inferiore all'1%]*, mentre COL detiene una quota *[inferiore all'1%]*, con conseguente quota congiunta *[inferiore all'1%]*. A livello nazionale, la quota di IME è pari a circa il *[1-5%]*, quella di COL a circa *[inferiore all'1%]* e, quindi, la quota congiunta è pari a circa il *[1-5%]*. COL, pertanto, risulta solo marginalmente attiva in tale mercato e, quindi, l'Operazione determinerà una sovrapposizione orizzontale altrettanto marginale.

26. Si rileva inoltre che IME non è attiva nel mercato dei prodotti ad alta tensione (M.03)¹⁹, mentre COL vi detiene, nello SEE, una quota *[inferiore all'1%]*: non sussistono, dunque, sovrapposizioni orizzontali tra le Parti²⁰.

27. In considerazione dei dati richiamati e, in particolare, delle quote di mercato estremamente contenute detenute dalle Parti, si ritiene che l'Operazione in esame non sia idonea a determinare alcun effetto di rilievo sotto il profilo concorrenziale, in quanto non dà luogo a sovrapposizioni orizzontali o integrazioni verticali significative. Inoltre, i mercati interessati sono caratterizzati dalla presenza di qualificati operatori concorrenti che detengono quote più alte di quella delle Parti.

28. Alla luce delle considerazioni che precedono, l'Operazione non appare idonea a ostacolare in misura significativa la concorrenza effettiva nei mercati interessati e a determinare la costituzione o il rafforzamento di una posizione dominante.

¹⁸ Cfr. C12259 - *Oaktree Power Opportunities Fund V (Cayman) Holdings/Cebat costruzioni elettriche bassa alta tensione*, provvedimento n. 27950 del 8 ottobre 2019, in Bollettino n. 43/2019; C11260 - *NBI/Ramo di azienda di Busi Impianti*, cit.; C9937 - *Atel Impianti Management/Rossetto Impianti*, provvedimento n. 19554 del 19 febbraio 2009, in Bollettino 7/2009; C9125 - *Atel Impianti Management/Antonini*, provvedimento n. 17981 del 7 febbraio 2008, in Bollettino n. 5/2008.

¹⁹ IME non è un produttore di apparecchiature ad alta tensione, essendo unicamente installatore.

²⁰ Le Parti hanno dichiarato la sussistenza esclusivamente di una marginale sinergia per il montaggio di quadri di alta tensione di COL da parte di IME.

RITENUTO, pertanto, che l'Operazione non ostacola, ai sensi dell'articolo 6, comma 1, della legge n. 287/1990, in misura significativa la concorrenza effettiva nei mercati interessati e non comporta la costituzione o il rafforzamento di una posizione dominante;

RITENUTO, altresì, che le clausole di non concorrenza e di non sollecitazione sopra descritte possono ritenersi accessorie all'Operazione nei soli limiti sopra indicati e che l'Autorità si riserva di valutare, laddove sussistano i presupposti, le suddette clausole che si dovessero realizzare oltre tali limiti;

DELIBERA

di non avviare l'istruttoria di cui all'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/1990.

Le conclusioni di cui sopra saranno comunicate, ai sensi dell'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/1990, alle imprese interessate e al Ministro delle Imprese e del Made in Italy.

Il presente provvedimento sarà pubblicato nel Bollettino dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

IL SEGRETARIO GENERALE
Guido Stazi

IL PRESIDENTE
Roberto Rustichelli

PRATICHE COMMERCIALI SCORRETTE

PS12629 - COPYTRACK-VENDITA LICENZE DIRITTO D'AUTORE

Provvedimento n. 31390

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 26 novembre 2024;

SENTITO il Relatore, Saverio Valentino;

VISTA la Parte II, Titolo III, del Decreto Legislativo 6 settembre 2005, n. 206, e successive modificazioni (di seguito, Codice del consumo);

VISTO il “*Regolamento sulle procedure istruttorie in materia di pubblicità ingannevole e comparativa, pratiche commerciali scorrette, violazione dei diritti dei consumatori nei contratti, violazione del divieto di discriminazioni e clausole vessatorie*” (di seguito, Regolamento), adottato dall’Autorità con delibera del 1° aprile 2015, n. 25411 successivamente sostituito dal “*Regolamento sulle procedure istruttorie nelle materie di tutela del consumatore e pubblicità ingannevole e comparativa*” (di seguito, Nuovo Regolamento) adottato dall’Autorità con delibera del 5 novembre 2024, n. 31356;

VISTA la comunicazione, pervenuta in data 15 febbraio 2024 ed integrata in data 25 marzo 2024, 2 aprile 2024, 20 settembre 2024 e 15 ottobre 2024, con la quale la società Copytrack GmbH ha presentato impegni, ai sensi dell’articolo 27, comma 7, del Codice del consumo e dell’articolo 9 del Regolamento;

VISTI gli atti del procedimento;

I. LA PARTE

1. Copytrack GmbH, in qualità di professionista, ai sensi dell’articolo 18, comma 1, lettera b), del Codice del consumo. La società, con sede a Berlino (Germania), presta servizi di assistenza legale per la tutela dei diritti d’autore su immagini pubblicate *online*.

II. LA PRATICA COMMERCIALE

2. Dalle informazioni acquisite ai fini dell’applicazione del Codice del consumo e dalle segnalazioni pervenute da consumatori, risulta che il professionista ha inviato - per conto di una pluralità di mandanti, titolari del diritto di autore su immagini - agli “utilizzatori” di tali immagini, cioè ai soggetti che le abbiano riprodotte sul *web* (amministratori di siti *internet*, titolari di *blog* personali, ecc., corrispondenti a consumatori e microimprese), plurime *e-mail* standardizzate, a cadenza settimanale, allo scopo di sollecitare insistentemente il pagamento di una somma forfettaria per la conclusione di un accordo transattivo relativo alla pregressa pubblicazione asseritamente non autorizzata delle immagini, nonché per l’acquisto di una licenza d’uso annuale.

3. In particolare, la contestazione oggetto di avvio riguarda la modalità con cui il professionista perseguirebbe la finalità di indurre i consumatori alla conclusione di onerose transazioni aventi a oggetto l’utilizzo di immagini del cui diritto d’autore sono titolari i propri mandanti.

4. Inoltre, è stato contestato che il professionista avrebbe omissso di dare adeguata informazione in merito al proprio mandato, al titolo posto a fondamento delle proprie pretese, alle prerogative economiche e/o morali asseritamente lese dall'uso non autorizzato dell'immagine oggetto di contestazione e al contenuto degli accordi la cui sottoscrizione veniva proposta ai consumatori.

5. Ancora, si è contestato che Copytrack nelle proprie *email*-tipo omettesse di informare i destinatari della possibilità di “chiudere” la contestazione - oltre che tramite l'acquisto di una licenza o attraverso la dimostrazione della titolarità di una licenza preesistente - tramite il ricorso a una delle eccezioni o limitazioni al diritto d'autore, peraltro inserendo riferimenti a leggi straniere, idonei a indurre il timore di azioni legali all'estero.

III. LE RISULTANZE DEL PROCEDIMENTO: LA PRESENTAZIONE DEGLI IMPEGNI

III.1. *L'iter del procedimento*

6. Sulla base di segnalazioni pervenute da parte di consumatori, in data 9 ottobre 2023 è stato comunicato l'avvio del procedimento istruttorio nei confronti di Copytrack, ipotizzando una violazione degli articoli 20, 24 e 25 del Codice del consumo con riguardo alla condotta consistente nell'invio agli “utilizzatori” di immagini, cioè ai soggetti che le abbiano riprodotte sul *web* in asserita violazione del diritto d'autore (amministratori di siti *internet*, titolari di *blog* personali, ecc., corrispondenti a consumatori e microimprese), di plurime *e-mail* standardizzate, finalizzate a sollecitare il pagamento di una somma forfettaria per la pregressa pubblicazione asseritamente non autorizzata delle immagini, nonché per l'acquisto di una licenza d'uso annuale. In data 18 dicembre 2023 la comunicazione di avvio è stata pubblicata sul Bollettino settimanale dell'Autorità n. 48.

7. Con comunicazione del 20 dicembre 2023 la Parte ha chiesto di avere accesso agli atti del fascicolo istruttorio, diritto che ha esercitato il 15 gennaio 2024. La Parte ha formulato istanza di accesso agli atti del fascicolo istruttorio anche il 15 marzo 2024, cui è stato dato seguito il 28 marzo 2024; il 3 giugno 2024, cui è stato dato seguito il 13 giugno; il 18 settembre 2024, cui è stato dato seguito il 18 e 20 settembre 2024; il 7 ottobre 2024, cui è stato dato seguito con comunicazione del 10 ottobre 2024.

8. Il 15 febbraio 2024 Copytrack ha fornito riscontro alla richiesta di informazioni formulata nella comunicazione di avvio e ha presentato impegni ai sensi dell'articolo 27, comma 7, del Codice del consumo e dell'articolo 8, comma 7, del Regolamento. Le memorie e gli impegni sono stati successivamente integrati in data 25 marzo 2024, 2 aprile 2024, 20 settembre 2024 e 15 ottobre 2024.

9. La Parte è stata sentita in audizione il 14 marzo 2024 presso la sede dell'Autorità.

10. Il 30 aprile 2024 è stata disposta la proroga del procedimento in ragione delle esigenze istruttorie legate al completamento degli adempimenti procedurali. Ulteriori proroghe sono state disposte il 20 giugno 2024, il 7 agosto 2024, il 4 ottobre 2024.

11. Il 9 maggio 2024 è stato comunicato a Copytrack il rigetto degli impegni inizialmente proposti e il 3 giugno 2024 è stata comunicata alla Parte la data di conclusione della fase istruttoria, ai sensi dell'articolo 16, comma 1, del Regolamento. Il 25 giugno 2024 è stato richiesto il parere all'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni ai sensi dell'articolo 16, commi 3 e 4, del Regolamento, che è pervenuto il 16 luglio 2024. La richiesta di parere è stata successivamente reiterata il 16 ottobre 2024

per effetto della riapertura della fase istruttoria *medio tempore* intervenuta. Il parere è pervenuto il 18 novembre 2024.

12. Il 9 luglio 2024 Copytrack ha depositato istanza di proroga del termine di conclusione della fase istruttoria, che è stata accolta con comunicazione del 7 agosto 2024, disponendo la proroga del termine di conclusione della fase istruttoria al 20 settembre 2024.

13. In data 4 ottobre 2024 è stata comunicata alla Parte la data di conclusione della fase istruttoria, ai sensi dell'art. 16, comma 1, del Regolamento e il 15 ottobre 2024 il professionista ha depositato le proprie memorie conclusive e la versione consolidata del formulario contenente gli impegni.

III.2. Gli elementi acquisiti

14. Dalle evidenze raccolte è emerso che le *e-mail* standardizzate sarebbero inviate su richiesta dei titolari dei diritti sulle immagini (mandanti di Copytrack), i quali caricano i propri portfolio su un *software* di proprietà del professionista finalizzato alla ricerca di eventuali pubblicazioni *online* non autorizzate. Qualora detto *software* riscontri una presunta violazione del diritto sull'immagine, questa viene portata all'attenzione del relativo titolare (autore dell'immagine) che può conferire - tramite la compilazione di un *webform* ("*submission form*") - uno specifico mandato a Copytrack per perseguire in via stragiudiziale il presunto trasgressore.

15. Rispetto alla quantificazione delle somme richieste per il ristoro del danno derivante dalla violazione, le evidenze hanno dimostrato che il professionista procede a una stima del "prezzo del consenso" dei propri mandanti tramite la prova del valore di mercato delle opere del titolare dei diritti, cui è richiesto di allegare tre fatture precedentemente emesse. In mancanza di dette fatture, il professionista fa riferimento al tariffario MFM¹. Alle somme così individuate, è aggiunto un valore a titolo di spese sostenute per la ricerca della violazione, la cui pretesa è legittimata dalla stessa Direttiva 2004/48/CE (considerando 26).

16. Nonostante ciò, le *e-mail* standard inviate risultano idonee a indurre i destinatari ai pagamenti richiesti, sia per come formulate (e veicolate in inglese anche ai consumatori italiani) sia per i riferimenti ripetuti alla rilevanza penalistica dell'attività contestata, idonei a intimorire i destinatari.

17. Inoltre, le informazioni rese da Copytrack circa la titolarità delle immagini, il mandato ricevuto da tali titolari e la base giuridica delle pretese risultano insufficienti, anche in quanto fornite solo in via eventuale su richiesta del consumatore interessato.

18. Il professionista omette poi di indicare ai destinatari delle *e-mail* la possibilità di "chiudere" la segnalazione - oltretutto tramite l'acquisto a titolo oneroso di una licenza o la prova di una licenza preesistente - tramite il ricorso ad una delle eccezioni o limitazioni al diritto d'autore (es. citazione, critica, rassegna, parodia etc.), invece garantite dalla disciplina vigente (Direttiva 2001/29/CE, articolo 5, e Convenzione di Berna, articoli 9 e seguenti).

19. Infine, nelle ipotesi in cui il destinatario delle *e-mail* tenti di difendere la liceità del proprio comportamento rispondendo alla *e-mail* del professionista, quest'ultimo trasmette nuovamente la stessa *email*-tipo senza modifiche, con evidente effetto dissuasivo da ogni ulteriore tentativo di difesa.

¹ Mittelstandsgemeinschaft Foto-Marketing, organo dell'Associazione federale dei fornitori di immagini professionali (BVPA), il cui compito è quello di registrare le tariffe standard per le immagini del mercato al fine di offrire un riferimento ai fotografi o alle agenzie.

III.3. Le modifiche apportate spontaneamente alla condotta nel corso del procedimento

20. Nella propria memoria² Copytrack riferisce di aver modificato la propria condotta sotto molteplici aspetti nel corso del procedimento, avendo implementato spontaneamente gli impegni presentati in data 15 febbraio 2024, integrati in data 25 marzo 2024 e 2 aprile 2024, nonostante l'intervenuto rigetto da parte dell'Autorità.

21. In particolare, Copytrack dà conto di avere modificato il testo della *email*-tipo: (i) chiarendo il proprio ruolo di mandatario rispetto al titolare dei diritti; (ii) esplicitando la possibilità per il presunto trasgressore di opporsi alle pretese di Copytrack allegando, oltre a un valido titolo di licenza, anche altre giustificazioni legali; (iii) spiegando che è onere del presunto trasgressore fornire le informazioni richieste al fine di verificare la legittimità dell'uso; (iv) chiarendo la necessità di ricorrere a "*local lawyer partners*" in mancanza di un accordo transattivo o di licenza.

22. Il professionista ha anche modificato il testo dell'area riservata del sito (*Settlement Portal*) esplicitando sin dalla prima schermata successiva all'accesso (STEP 1) la possibilità per l'utente di difendersi non solo allegando prova di una valida licenza ma anche di altri titoli giustificativi, ovvero invocando le eccezioni e limitazioni previste dal diritto d'autore.

23. Copytrack ha poi inserito nell'area riservata uno spazio in cui il presunto trasgressore può scrivere un breve testo per fornire informazioni o giustificazioni con riferimento all'utilizzo dell'immagine.

24. Copytrack ha collocato nella prima schermata del portale successiva all'accesso (STEP 1) un prospetto riassuntivo delle informazioni riguardanti lo specifico caso concernente il consumatore, indicando il proprio mandante e la data di assunzione dell'incarico (cioè la data di invio del *submission form*), informando l'utente della possibilità di richiedere ulteriori informazioni a un indirizzo *e-mail* dedicato.

25. Il professionista ha innalzato a 10 giorni (dagli originali 7) il termine per rispondere alla prima richiesta di informazioni e ha riformulato la Clausola 11 del "*General Terms for Image User*" (il testo dell'accordo tra il presunto trasgressore e il professionista) garantendo la piena titolarità dei diritti d'autore concessi in licenza.

26. Copytrack ha reso visionabile, scaricabile e stampabile il testo dei "*General Terms for Image User*" già nella seconda schermata dell'area riservata e prima che il consumatore abbia scelto tra le due opzioni disponibili, ovvero l'acquisto di una licenza con efficacia retroattiva e ulteriore durata annuale o la conclusione di un accordo transattivo.

27. Copytrack ha dichiarato di valutare nel merito le motivazioni inviate dagli utenti tramite portale, a mezzo *e-mail* o tramite *chatbox* e di garantire il necessario contraddittorio con l'utente, nonché adeguata risposta.

28. La Parte, in caso di mancata risposta, invia una terza comunicazione a distanza di 20 giorni dalla prima, al fine di informare il destinatario che il tentativo conciliativo è concluso.

29. Il professionista ha eliminato dalle proprie comunicazioni destinate a consumatori italiani tutti i riferimenti al diritto statunitense.

² Doc. 118 del fascicolo istruttorio.

III.4. Gli impegni

30. Il 20 settembre 2024, nell'ambito dell'estensione del termine istruttorio, il professionista ha integrato gli impegni differenziando la propria condotta a seconda della natura (consumeristica o professionale) del destinatario delle proprie comunicazioni quando questi siano soggetti italiani.

IMPEGNO N. 1: La società si impegna ad istruire i propri collaboratori addetti al controllo e alla revisione delle potenziali violazioni riscontrate con criteri più restrittivi circa la selezione dei casi destinatari della comunicazione di Copytrack in Italia. Copytrack si impegna inoltre a rinunciare a perseguire le posizioni oggetto di segnalazione che non rispettino i nuovi criteri di selezione. In particolare, la Parte rinuncia alle posizioni che abbiano come oggetto l'utilizzo di immagini su pagine *web* prive di una immediata finalità commerciale, siano esse attribuibili a soggetti individuali o a microimprese.

Il Professionista si impegna ad attuare tale modifica immediatamente.

IMPEGNO N. 2: La società si impegna a pianificare una gestione separata dei casi italiani, in particolare prevedendo l'invio di una prima comunicazione in lingua italiana di sola richiesta di informazioni e chiarimenti sulla riproduzione che appare in violazione di un diritto d'autore, con un termine di quindici (15) giorni per le risposte, e il successivo eventuale invio di una seconda comunicazione, sempre in lingua italiana, subordinata alla mancata o insoddisfacente risposta alla prima lettera di richiesta di informazioni, con formulazione della quantificazione della pretesa risarcitoria e l'offerta alternativa di una post-licenza, indicando i criteri di calcolo del danno (equitativo o del prezzo del consenso).

Il Professionista intende attuare tale modifica nel termine di quattro settimane dall'accettazione dell'impegno da parte della Autorità.

IMPEGNO N. 3: Copytrack si impegna a realizzare un nuovo sito *web* aperto e accessibile al pubblico e che si affianca al portale attuale (c.d. *settlement portal*), finalizzato a fornire tutta una serie di informazioni (di merito e procedurali) ai destinatari delle comunicazioni. Il sito *web* esplicherà in termini chiari e trasparenti i riferimenti normativi europei e nazionali del paese di provenienza del destinatario che legittimano l'attività di Copytrack.

Il Professionista si impegna ad attuare tale modifica nel termine di cinque settimane dalla accettazione dell'impegno da parte della Autorità.

IV. PARERE DELL'AUTORITÀ PER LE GARANZIE NELLE COMUNICAZIONI

31. Poiché la condotta oggetto del presente provvedimento è stata posta in essere tramite la rete *internet*, in data 25 giugno 2024 è stato richiesto il parere all'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni, ai sensi dell'articolo 27, comma 6, del Codice del consumo.

32. Con parere pervenuto in data 16 luglio 2024, la suddetta Autorità ha ritenuto che il mezzo di comunicazione e di acquisto utilizzato in relazione al servizio offerto dalla Società risulta idoneo a sviluppare un significativo impatto sui consumatori i quali, sulla base delle informazioni presenti nel sito utilizzato dalla Società, potrebbero essere indotti ad assumere una decisione commerciale

che altrimenti non avrebbero preso, così sviluppando in concreto la piena potenzialità delle modalità di promozione e vendita utilizzate.

33. In ragione della riapertura della fase istruttoria, avvenuta successivamente alla comunicazione di detto parere, in data 16 ottobre 2024 è stato richiesto un nuovo parere all’Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni, ai sensi dell’articolo 27, comma 6, del Codice del consumo.

34. Con parere pervenuto in data 18 novembre 2024, la suddetta Autorità ha confermato il parere precedentemente espresso.

V. VALUTAZIONE DEGLI IMPEGNI

35. In via preliminare, si deve rilevare che gli impegni, ancor prima della loro integrazione sono stati implementati spontaneamente dal professionista e hanno determinato un rilevante cambiamento della condotta oggetto del procedimento. Infatti, dalle segnalazioni pervenute emergono riscontri circa una maggiore completezza e chiarezza delle comunicazioni trasmesse, nonché rispetto all’istaurazione di un effettivo contraddittorio tra Copytrack e i consumatori destinatari delle comunicazioni, che ha determinato la chiusura di alcune delle contestazioni avanzate.

36. Fermo restando ciò, gli impegni come integrati in data 20 settembre 2024 risultano idonei a rimuovere definitivamente le criticità residue, costituendo un miglioramento decisivo delle condotte e risolutivo delle questioni contestate.

37. Nel dettaglio, gli impegni appaiono idonei in quanto hanno l’effetto di garantire ai consumatori italiani un trattamento differenziato in termini di: (a) una più accurata selezione dei destinatari delle comunicazioni del professionista; (b) una maggiore condivisione di informazioni preliminari in merito alla contestazione; (c) l’uso della lingua italiana invece della lingua inglese. Si rappresenta a tal proposito che il previo invio di una richiesta di informazioni esplorativa/interlocutoria costituisce una misura idonea a consentire una drastica riduzione del numero delle pretese prive di fondatezza, evitando così di sottoporre i consumatori a inutili ‘molestie’ e ‘minacce’.

38. Inoltre, la predisposizione di un sito *internet* informativo che si pone in rapporto di complementarietà rispetto al portale attualmente utilizzato dal professionista sembra essere un utile strumento di alfabetizzazione degli utenti rispetto a un tema complesso quale la tutela del diritto d’autore *online*.

39. Il professionista ha poi proposto impegni anche di natura sostanzialmente riparatoria, rinunciando in via immediata a perseguire le posizioni oggetto delle segnalazioni acquisite al fascicolo che riguardino condotte prive di finalità commerciali, attribuibili a consumatori e microimprese.

40. Infine, tutti gli impegni appaiono dettagliatamente articolati e di facile monitoraggio nella loro implementazione e le prospettate tempistiche di attuazione appaiono adeguate.

RITENUTO, pertanto, che gli impegni presentati dalla società Copytrack GmbH, nei termini sopra esposti, siano idonei a far venir meno i possibili profili di scorrettezza della pratica commerciale oggetto di istruttoria;

RITENUTO, di disporre l’obbligatorietà dei suddetti impegni nei confronti della società Copytrack GmbH;

RITENUTO, pertanto, di poter chiudere il procedimento senza accertare l’infrazione;

DELIBERA

a) di rendere obbligatori, nei confronti della società Copytrack GmbH, ai sensi dell'articolo 27, comma 7, del Codice del consumo e dell'articolo 10, comma 2, lettera a), del Nuovo Regolamento, gli impegni proposti in data 20 settembre 2024 e integrati nella versione consolidata del Formulario del 15 ottobre 2024, allegato al presente provvedimento, che ne costituisce parte integrante;

b) di chiudere il procedimento senza accertare l'infrazione, ai sensi dell'articolo 27, comma 7, del Codice del consumo e dell'articolo 10, comma 2, lettera a), del Nuovo Regolamento;

c) che la società Copytrack GmbH, entro novanta giorni dalla data di notifica della presente delibera, informi l'Autorità dell'avvenuta attuazione degli impegni.

Ai sensi dell'articolo 10, comma 3, del Regolamento, il procedimento potrà essere riaperto d'ufficio, laddove:

a) il professionista non dia attuazione agli impegni assunti;

b) si modifichi la situazione di fatto rispetto ad uno o più elementi su cui si fonda la decisione;

c) la decisione di accettazione di impegni si fondi su informazioni trasmesse dalla Parte che siano incomplete, inesatte o fuorvianti.

Ai sensi dell'articolo 27, comma 12, del Codice del consumo, in caso di inottemperanza alla presente delibera l'Autorità applica la sanzione amministrativa pecuniaria da 10.000 a 5.000.000 euro. Nei casi di reiterata inottemperanza l'Autorità può disporre la sospensione dell'attività di impresa per un periodo non superiore a trenta giorni.

Il presente provvedimento sarà notificato ai soggetti interessati e pubblicato nel Bollettino dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

IL SEGRETARIO GENERALE

Guido Stazi

IL PRESIDENTE

Roberto Rustichelli

*Autorità garante
della concorrenza e del mercato*

Bollettino Settimanale
Anno XXXIV- N. 48 - 2024

Coordinamento redazionale

Giulia Antenucci

Redazione

Angela D'Auria, Valerio Ruocco, Manuela Villani
Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato
Direzione gestione documentale, protocollo e servizi
statistici
Piazza Giuseppe Verdi, 6/a - 00198 Roma
Tel.: 06-858211 Fax: 06-85821256

Web: <https://www.agcm.it>

Realizzazione grafica

Area Strategic Design
