

C12770 - ENI PLENITUDE/ACEA ENERGIA

Provvedimento n. 31870

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 27 febbraio 2026;

SENTITO il Relatore, Saverio Valentino;

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 richiesta di rinvio all'Autorità della concentrazione di dimensione europea M.12077 - *Plenitude/Acea Energia*, sottoposta il 22 luglio 2025 da Eni Plenitude S.p.A. Società Benefit alla Commissione europea, ai sensi dell'articolo 4, paragrafo 4, del Regolamento (CE) n. 139/2004;

VISTA la comunicazione con la quale il 28 agosto 2025 la Commissione europea ha adottato una decisione di rinvio all'Autorità della valutazione degli effetti dell'operazione, ai sensi dell'articolo 4, paragrafo 4, comma 3, del Regolamento (CE), n. 139/2004;

VISTA la notifica della società Eni Plenitude S.p.A. Società Benefit, ai sensi dell'articolo 16, comma 1, della legge n. 287 del 1990, pervenuta il 7 novembre 2025, in attuazione della decisione della Commissione europea del precedente 28 agosto;

VISTO il provvedimento n. 31740 del 2 dicembre 2025, con il quale l'Autorità ha deliberato l'avvio di un'istruttoria, ai sensi dell'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/1990, nei confronti di Eni Plenitude S.p.A. S.B. e di Acea Energia S.p.A.;

VISTA la richiesta di partecipazione al procedimento pervenuta il 9 gennaio 2026 da Wind Tre Luce e Gas S.r.l., accolta il successivo 13 gennaio 2026;

VISTA la Comunicazione delle Risultanze Istruttorie trasmessa alle Parti e all'interveniente il 4 febbraio 2026;

VISTA la memoria conclusiva presentata da Eni Plenitude S.p.A. S.B. il 12 febbraio 2026, nella quale la società ha formulato una proposta di rimedi volti rimuovere gli effetti distorsivi dell'operazione di concentrazione paventati nella Comunicazione delle Risultanze Istruttorie;

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

CONSIDERATO quanto segue:

I. LE PARTI

1.1 I Partecipanti alla concentrazione

1. Eni Plenitude S.p.A. Società Benefit (di seguito anche "Plenitude"; C.F. 12300020158) è una società attiva nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nella vendita al dettaglio di energia elettrica e gas naturale a clienti domestici e non domestici, nel settore della mobilità elettrica ("*e-mobility*"), nei servizi per l'efficienza energetica e nell'offerta di servizi di connessione in fibra ottica.

Plenitude è controllata da Eni S.p.A. (di seguito anche "ENI"), che ne detiene la maggioranza del capitale sociale (90%). Socio di minoranza è un fondo di investimento svizzero (10%).

Il gruppo ENI, nel 2024, ha realizzato in Italia un fatturato consolidato di [30-40]* miliardi di euro ([100-200] miliardi a livello mondiale).

2. Acea Energia S.p.A. (di seguito anche "Acea Energia" o "AE"; C.F. 07305361003) è una società attiva, sia direttamente che attraverso Umbria Energy S.p.A. (di seguito, "Umbria Energy", di cui detiene il controllo congiunto¹), nella vendita di energia elettrica e gas naturale sui mercati finali, nell'efficientamento energetico, nel settore della mobilità elettrica e nell'economia circolare.

AE è interamente controllata da ACEA S.p.A. (di seguito anche "ACEA"). Il fatturato realizzato nel 2024 in Italia dalla società, al netto del *carve-out* (cfr. *infra*), è stato pari a [1-2] miliardi di euro².

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

¹ [Umbria Energy è una joint venture paritetica creata nel 2004 e soggetta al controllo congiunto di Acea Energia e ASM Terni S.p.A. Nel 2022 Acea S.p.A. ha acquisito il controllo esclusivo di ASM Terni (cfr. C12464 - Acea / ASM Terni, provvedimento n. 30250 del 19 luglio 2022, in Bollettino n. 30/2022). Attualmente, perciò, Umbria Energy è controllata indirettamente, in via esclusiva, da ACEA S.p.A..]

² [Comprensivo del 50% del fatturato di Umbria Energy S.p.A..]

I.2 L'interveniente

3. Wind Tre Luce e Gas S.r.l. (di seguito, "WindTre L&G") è una società operante nella vendita al dettaglio di energia elettrica e gas naturale, attiva dall'inizio del 2026 e controllata da Wind Tre S.p.A., società di telecomunicazioni che ha operato nella vendita al dettaglio di energia elettrica e gas naturale attraverso una *partnership* con Acea Energia S.p.A. dal 2022 al 2025.

II. DESCRIZIONE DELL'OPERAZIONE NOTIFICATA

4. L'operazione notificata (di seguito, "Operazione") consiste nell'acquisizione del 100% del capitale di AE (e del 50% del capitale della controllata Umbria Energy S.p.A.) da parte di Plenitude.

5. Tale acquisizione sarà sospensivamente condizionata, tra l'altro, allo scorporo da AE dei rami d'azienda relativi alla mobilità elettrica, all'efficienza energetica e all'economia circolare (c.d. *carve-out*)³, che saranno trasferiti ad altra società controllata da ACEA S.p.A.

6. A esito dell'Operazione, Plenitude acquisirà il controllo esclusivo di AE (priva delle attività comprese nel *carve-out*), nonché il controllo congiunto (con ACEA S.p.A.) di Umbria Energy (che invece manterrà le attività nel settore della mobilità elettrica e dell'efficienza energetica).

Lo *Share Purchasing Agreement* (di seguito, "SPuA") prevedeva altresì che AE conferisse le attività relative al Servizio di Maggior Tutela per i clienti vulnerabili⁴ a una società separata e interamente controllata (Servizio Elettrico Roma S.p.A., nel seguito anche "SER"), di cui Plenitude avrebbe acquisito il controllo esclusivo tramite AE (cfr. *infra*, per la proposta di rimedi presentata da Plenitude nel corso del procedimento).

7. Il marchio "Acea Energia", di proprietà di ACEA S.p.A., resterà nella disponibilità del gruppo ACEA, insieme a taluni diritti di proprietà industriale connessi.

Lo SPuA prevede⁵ la concessione ad Acea Energia di una licenza esclusiva temporanea per il "periodo transitorio" [*omissis*].

8. Lo SPuA prevede anche un patto di non concorrenza in capo ad ACEA S.p.A., in base al quale [*omissis*].

La durata del patto è giustificata da Plenitude con la possibilità che ACEA, grazie alla rinomanza del proprio marchio e alla conoscenza della propria *customer base*, possa riacquisire nel breve-medio periodo la clientela trasferita.

III. QUALIFICAZIONE DELL'OPERAZIONE

9. L'operazione comunicata, in quanto comporta l'acquisizione del controllo di un'impresa, costituisce una concentrazione ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera b), della legge n. 287/1990.

Essa è soggetta all'obbligo di comunicazione disposto dall'articolo 16, comma 1, della legge n. 287/1990 sulla base dell'applicazione della disciplina europea delle concentrazioni (Regolamento (CE) n. 139/2004). L'iter ha visto, a luglio 2025, la richiesta motivata di Plenitude alla Commissione europea di rinvio all'Autorità della valutazione dell'operazione di dimensione comunitaria M.12077 ai sensi dell'articolo 4, paragrafo 4, del Regolamento (CE) n. 139/2004, la non opposizione dell'Autorità a tale richiesta e la conseguente decisione della Commissione europea di rinvio del caso (adottata il 28 agosto 2025), ai sensi dell'articolo 4, paragrafo 4, comma 3, del Regolamento (CE) n. 139/2004.

10. Il descritto patto di non concorrenza, non essendovi trasferimento di *know-how*, riveste carattere accessorio per una durata massima di due anni⁶.

IV. L'AVVIO DEL PROCEDIMENTO E L'ATTIVITÀ ISTRUTTORIA SVOLTA

11. Il 2 dicembre 2025, l'Autorità ha avviato, ai sensi dell'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/1990, l'istruttoria nei confronti di Plenitude e Acea Energia, ritenendo che l'Operazione fosse suscettibile di ostacolare in modo significativo la concorrenza effettiva in alcuni mercati locali della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici – segnatamente quelli delle province di Roma e Terni e della regione Lazio –, in alcuni mercati locali della vendita al dettaglio di gas naturale ai piccoli clienti – in particolare, quelli della provincia di Roma e della regione Lazio – e in alcuni mercati locali della installazione e gestione di infrastrutture di ricarica elettrica pubbliche a bassa potenza localizzati nella provincia di Terni.

12. In ragione dell'operatività delle Parti, l'Operazione riguarda anche altri mercati. In sede di provvedimento di avvio, l'Autorità ha individuato quali mercati tecnicamente non interessati dall'Operazione il mercato nazionale della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti allacciati in media/alta tensione, il mercato nazionale della vendita al dettaglio di gas naturale ai clienti di dimensione medio-grande (cioè con consumi superiori a 200.000 mc/anno), il

³ [Fino al 31 dicembre 2024, Acea Energia deteneva una partecipazione pari al 100% del capitale sociale di Acea Innovation S.r.l. (di seguito, "Acea Innovation"), attiva nei settori dell'e-mobility, dell'efficienza energetica e dell'economia circolare. A seguito dell'operazione di fusione per incorporazione di Acea Innovation in Acea Energia, con decorrenza dal 1° gennaio 2025, Acea Energia ha (temporaneamente) acquisito tali linee di business.]

⁴ [Circa [150.000 – 200.000] clienti nei comuni di Roma e Formello (RM).]

⁵ [Cfr. articolo 8.5.1.]

⁶ [Cfr. "Comunicazione della Commissione sulle restrizioni direttamente connesse e necessarie alle concentrazioni" (2005/C 56/03).]

mercato nazionale dei servizi di efficientamento energetico, i mercati subnazionali della produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica. Nel medesimo provvedimento è stato, inoltre, ritenuto che l'Operazione non fosse suscettibile di produrre effetti concorrenziali di rilievo nei mercati locali della vendita di energia elettrica ai clienti non domestici allacciati in bassa tensione e, nell'ambito del settore della mobilità elettrica, nel mercato nazionale della fornitura dei servizi di ricarica ai clienti finali.

13. A seguito dell'avvio dell'istruttoria, WindTre L&G ha chiesto, il 9 gennaio 2026, di partecipare al procedimento⁷, ai sensi dell'articolo 7, comma 1, lettera b), del D.P.R. n. 217/1998. Tale richiesta è stata accolta il successivo 13 gennaio 2026⁸.

14. Nel corso del procedimento istruttorio sono state richieste informazioni alle Parti⁹ e ad alcuni dei maggiori operatori della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici e di gas naturale ai piccoli clienti: Enel Energia¹⁰, Servizio Elettrico Nazionale¹¹, Edison Energia¹², A2A Energia¹³, IREN Mercato¹⁴, Hera Comm¹⁵, EstEnergy¹⁶, AGSM – AIM Energia¹⁷, ACinque Energia¹⁸.

15. Sono stati, inoltre, sentiti in audizione le società notificanti Plenitude¹⁹ e AE²⁰, il soggetto terzo interveniente²¹, nonché alcune società operanti nella vendita al dettaglio di energia elettrica e gas naturale: Edison Energia S.p.A., Iren Mercato S.p.A., Enel Energia S.p.A., AGSM-AIM S.p.A.²².

16. Nell'ambito dell'istruttoria, in più occasioni, Plenitude, AE e il terzo interveniente hanno esercitato il diritto di accesso agli atti²³. Inoltre, Plenitude e AE hanno avuto accesso ad alcuni dati e documenti ritenuti confidenziali in modalità *data room*²⁴, alla presenza di un rappresentante di HeraComm S.p.A. e di EstEnergy S.p.A., che ne avevano fatto istanza²⁵ al fine di verificare, in qualità di *data providers*, la regolarità delle procedure.

17. Plenitude ha presentato memorie in data 20 gennaio e 12 febbraio 2026²⁶.

18. WindTre L&G ha fatto pervenire una breve memoria il 12 febbraio 2026²⁷.

19. In data 12 febbraio 2026, Plenitude ha comunicato la rinuncia allo svolgimento dell'audizione finale innanzi al Collegio²⁸, prevista per il successivo 17 febbraio. Il Collegio ha conseguentemente deliberato che la stessa non avrebbe avuto luogo, comunicando tale decisione alle ulteriori Parti del procedimento²⁹.

20. In data 20 febbraio 2026, è pervenuto l'accordo modificativo e integrativo dello *Share Purchasing Agreement*, siglato dalle Parti in data 19 febbraio 2026, contenente la rinuncia all'acquisizione di Servizio Elettrico Roma S.p.A.³⁰.

⁷ [Cfr. doc. 47.]

⁸ [Cfr. doc. 51.]

⁹ [Cfr. docc. 11 e 68 per Plenitude e doc. 12 per AE.]

¹⁰ [Cfr. doc. 15.]

¹¹ [Cfr. doc. 18.]

¹² [Cfr. doc. 14.]

¹³ [Cfr. doc. 13.]

¹⁴ [Cfr. doc. 17.]

¹⁵ [Cfr. doc. 16.]

¹⁶ [Cfr. doc. 35.]

¹⁷ [Cfr. doc. 19.]

¹⁸ [Cfr. doc. 20.]

¹⁹ [Cfr. doc. 44.1 e doc. 152.]

²⁰ [Cfr. doc. 74.1.]

²¹ [Cfr. doc. 75.]

²² [Cfr. docc. 69 (verbale dell'audizione di Edison Energia tenutasi il 14 gennaio 2026), 67 (verbale dell'audizione di IREN Mercato tenutasi il 15 gennaio 2026), 71.1 (verbale dell'audizione di ENEL Energia tenutasi il 19 gennaio 2026), 73.1 (verbale dell'audizione di AGSM-AIM tenutasi il 13 gennaio 2026).]

²³ [Cfr., per Plenitude docc. 34, 60, 65; per Acea Energia doc. 64 e per l'interveniente doc. 75.]

²⁴ [Cfr. doc. 141.1 per Plenitude e docc. 143.1F per AE, verbali di data room.]

²⁵ [Cfr. doc. 133.]

²⁶ [Cfr. docc. 62 e 150.]

²⁷ [Cfr. doc. 146.]

²⁸ [Cfr. doc. 145.]

²⁹ [Cfr. docc. 147 e 148.]

³⁰ [Cfr. doc 157.1.]

V. LE RISULTANZE ISTRUTTORIE

V.1 IL MERCATO DELLA VENDITA AL DETTAGLIO DI ENERGIA ELETTRICA AI CLIENTI DOMESTICI

V.1.1 L'evoluzione del contesto regolamentare e dei segmenti di mercato

21. Dal 1° luglio 2007, i clienti domestici – in precedenza obbligati a rifornirsi di elettricità dall'impresa di distribuzione locale, a una tariffa regolamentata - sono divenuti "idonei", cioè in grado di scegliere liberamente il proprio fornitore di energia elettrica sul c.d. "mercato libero", in attuazione delle disposizioni eurounitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia³¹.

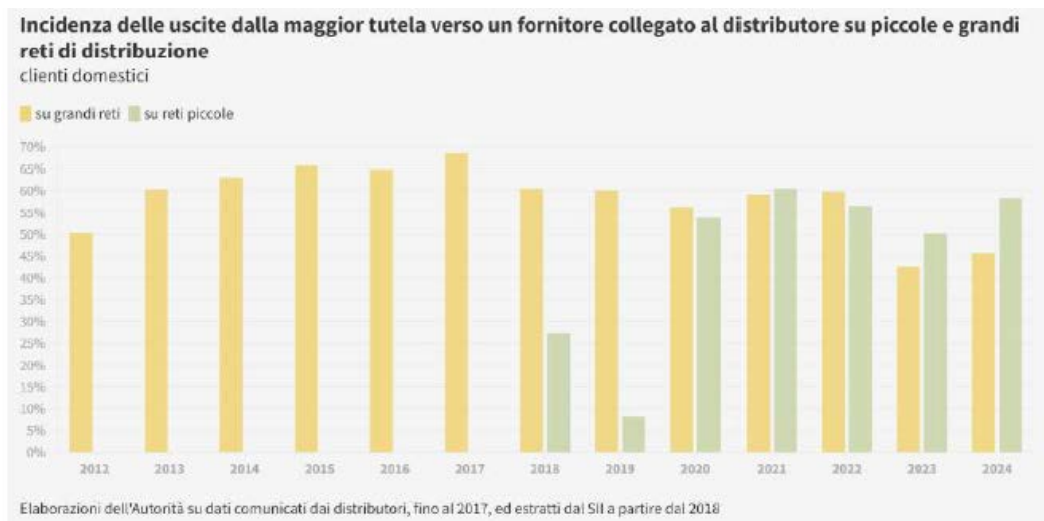
22. Per facilitare un passaggio graduale dal regime "vincolato" al mercato libero dei clienti domestici (e delle piccole imprese) e per assicurare la continuità delle forniture, il decreto-legge n. 73/2007 ha previsto un particolare regime di tutela per i clienti domestici che non avessero ancora esercitato tale scelta, imperniato sul "**servizio di maggior tutela**", un servizio di fornitura dell'energia elettrica a prezzi regolati garantito dall'impresa di distribuzione elettrica, anche attraverso apposite società di vendita separate. In particolare, l'articolo 1 del decreto - legge n. 73/2007 prevedeva la separazione societaria tra l'attività di distribuzione di energia elettrica e l'attività di vendita nelle reti di distribuzione che alimentavano almeno 100.000 clienti finali e disponeva, quindi, la creazione di apposite società per azioni, alle quali le imprese di distribuzione avrebbero dovuto trasferire i rami d'azienda dedicati alla vendita. Alcuni operatori attuarono tale disposizione costituendo società separate per la vendita sul mercato libero e l'esercizio del servizio di maggior tutela (ad esempio, il gruppo Enel), mentre la maggior parte degli operatori scelse di fornire il servizio di tutela attraverso una divisione della società di vendita che operava anche sul mercato libero³².

23. L'insieme di tali disposizioni ha creato un legame forte tra l'attività di vendita ai clienti domestici e il radicamento territoriale degli esercenti la maggior tutela tramite il rapporto con il distributore locale appartenente al medesimo gruppo societario.

Tale legame si è riflesso sulle dinamiche di passaggio dei clienti domestici dal servizio di maggior tutela al mercato libero, che è avvenuto in prevalenza nell'ambito del medesimo gruppo societario, e ancora oggi influenza in maniera significativa la presenza territoriale degli operatori (cfr. *infra*).

24. I dati dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito, "ARERA"), riportati nella Figura 1, mostrano come fino al 2022 oltre metà dei passaggi dalla maggior tutela al mercato libero avvenissero nell'ambito del medesimo gruppo societario, indicando il permanere di una dinamica dominata da fattori riconducibili alla notorietà e alla maggior fiducia nel marchio del gruppo esercente a livello locale il servizio di maggior tutela. Nel periodo successivo, comunque tali passaggi "intragruppo" hanno rappresentato oltre il 40% del totale e quote superiori al 50% nelle piccole reti, dove l'effetto del radicamento storico resta quindi ancora particolarmente forte.

Figura 1: l'uscita dalla maggior tutela dei clienti domestici



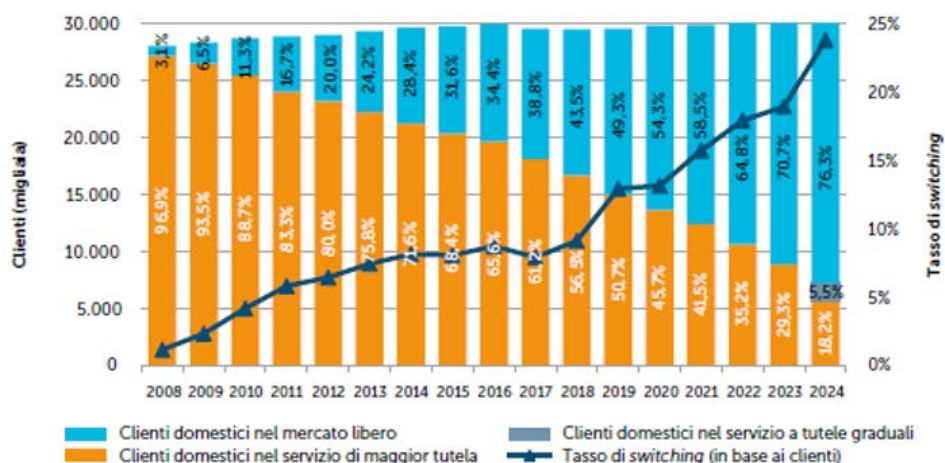
Fonte: ARERA, del. 486/2025/I/com, Monitoraggio Retail 2024

25. Il passaggio dalla maggior tutela al mercato libero è stato graduale e, come mostra la Figura 2, ha subito un'accelerazione a partire dal 2019, facendo registrare una perdita annua di clienti da parte del servizio di maggior tutela di circa 6 punti percentuali all'anno.

³¹ [Le disposizioni eurounitarie sono state attuate con il decreto-legge n. 73/ 2007, convertito con modificazioni dalla legge n. 125/2007.]

³² [L'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente ha disposto (delibera n. 296/2015), a partire dal 1° gennaio 2017, l'obbligo di separazione commerciale e di marchio tra l'esercente il servizio di maggior tutela e la società di vendita operante sul mercato libero appartenenti al medesimo gruppo societario.]

Figura 2: evoluzione del tasso di switching e dell'incidenza dei segmenti di mercato 2008-2024



Fonte: ARERA, Relazione Annuale 2025, fig. 2.14.

26. Corrispondentemente, il tasso di *switching*³³ da un fornitore all'altro (cfr. Figura 2) è aumentato gradualmente nei primi anni dopo la liberalizzazione, raggiungendo il 10% circa nel 2017. Dopo un balzo al 15% nel 2019-2020, il tasso di *switching* è aumentato con continuità superando il 24% nel 2024 (19,6% nel solo mercato libero). I dati ARERA mostrano anche una certa eterogeneità a livello provinciale nei tassi di *switching*³⁴. Parallelamente si è sviluppata la contrattazione tra cliente e fornitore per ottenere condizioni migliorative: sempre secondo dati ARERA³⁵, nel 2024 il 12,9% dei clienti domestici ha rinegoziato il contratto con il proprio fornitore.

27. La liberalizzazione del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici (e alle piccole imprese) è stata completata nel 2024 con la cessazione del servizio di maggior tutela dedicato alla generalità dei consumatori domestici³⁶.

Attualmente, i clienti domestici possono essere serviti:

- da un fornitore sul mercato libero;
- se ricadono nella definizione di "cliente vulnerabile" di cui all'articolo 11 del d.lgs. n. 210 del 2021, nel Servizio di Maggior Tutela per i clienti vulnerabili (di seguito anche "SMTv"), caratterizzato da condizioni economiche di fornitura stabilite da ARERA e offerto dall'esercente che già forniva il servizio di maggior tutela (di seguito anche "SMT");
- nel Servizio a Tutele Graduali (di seguito anche "STG"), se non erano clienti vulnerabili che al 30 giugno 2024 erano serviti dall'esercente la Maggior Tutela e nel frattempo non si sono rivolti a un fornitore sul mercato libero; il prezzo del servizio è unico a livello nazionale ed è stato definito sulla base degli esiti delle gare per la selezione degli esercenti il STG stesso³⁷; tale servizio è stato istituito per favorire la gradualità del passaggio finale dei clienti domestici al mercato libero e cesserà a marzo 2027, quando i clienti ancora serviti sul STG passeranno al mercato libero con lo stesso venditore.

28. La Tabella 1 riporta le consistenze delle forniture ai clienti domestici sul mercato libero e nei servizi regolati e testimonia la larga prevalenza del mercato libero sia a livello di volumi (80,3% nel 2024) che di punti di fornitura (76,3% nel 2024).

³³ [Questi tassi riguardano solo i cambi di fornitore e quindi non tengono conto dei passaggi dalla maggior tutela al mercato libero effettuati cambiando le condizioni contrattuali ma mantenendo il medesimo fornitore.]

³⁴ [Cfr. sito ARERA, dati e statistiche/dettaglio/tassi di cambio fornitore per provincia.]

³⁵ [Cfr. ARERA, del. 486/2025/I/com, Monitoraggio Retail 2024.]

³⁶ [E, già in anni precedenti, delle piccole e micro imprese aventi determinate caratteristiche definite dal decreto -legge n. 73/2007.]

³⁷ [Il STG è erogato dagli aggiudicatari del servizio selezionati su base geografica in base a procedure concorsuali pubbliche. Ciascun esercente aggiudicatario viene remunerato in base al prezzo che ha offerto in sede di procedura concorsuale, mentre ai clienti viene applicato lo stesso prezzo su tutto il territorio nazionale, calcolato come media ponderata dei prezzi offerti da tutti gli aggiudicatari. Per il periodo di esercizio 1° luglio 2024 - 31 marzo 2027 il servizio viene erogato complessivamente dai seguenti aggiudicatari: A2A Energia S.p.A., Edison Energia S.p.A., Enel Energia S.p.A., E.ON Energia S.p.A., Hera Comm S.p.A., Illumia S.p.A. e Iren Mercato S.p.A.]

Tabella 1: i segmenti della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici

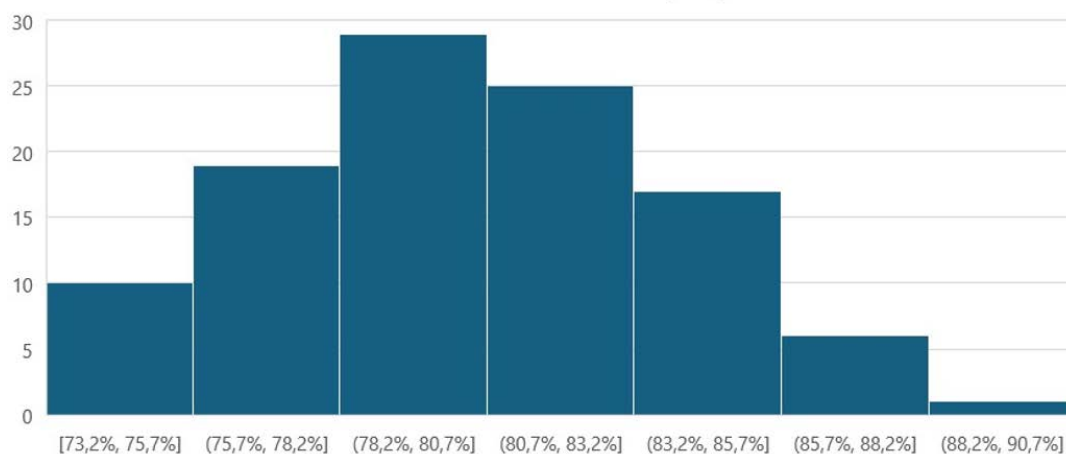
	Volumi (GWh)		Punti di prelievo (000)	
	2023	2024	2023	2024
Servizio di Maggior Tutela	13.728	8.488	8.866	5.553
Servizio a Tutele Graduali		3.103		1.675
Mercato libero	42.343	47.169	21.423	23.222

Fonte: ARERA, Relazione Annuale 2025

29. Tra il 2024 e il 2025, il mercato libero si è ulteriormente diffuso a spese dei servizi tutelati, che hanno visto ridursi il numero di utenti serviti. Secondo i dati forniti dall'Acquirente Unico, al 30 settembre 2025 il 10% circa dei clienti domestici era costituito da utenti vulnerabili nel SMTv, mentre il 9,95% dei clienti domestici era fornito nell'ambito del STG. L'80% circa dei clienti domestici era dunque servito nel mercato libero.

Il peso del mercato libero a livello provinciale nel 2024 variava tra il 72% e il 90% circa, con circa metà delle province che si collocava tra il 77% e l'83%. Nel 2025, la situazione appare sostanzialmente invariata, fatto salvo un leggero aumento dei valori minimi e massimi³⁸.

Figura 3: incidenza del mercato libero per provincia (2025)



Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

V.1.2 I principali operatori attivi nei mercati energetici alla clientela retail

30. La Tabella 2 seguente riporta l'evoluzione della posizione a livello nazionale dei principali operatori della vendita al dettaglio di elettricità a clienti domestici in termini di POD serviti; dalla tabella emerge che:

- l'impatto della fine del servizio di maggior tutela per i clienti non vulnerabili, che ha comportato la riduzione di oltre [10-15] punti percentuali della quota detenuta da Servizio Elettrico Nazionale e la riduzione dell'HHI da 3035 a 1991 punti;
- la presenza di un solo grande operatore nazionale (i.e. il gruppo ENEL), che si contrappone a una frangia di concorrenti di dimensioni medio-piccole e piccole e a un gran numero di concorrenti di dimensioni pulviscolari;
- l'opportunità di crescita offerta dalle gare per il STG per il gruppo Hera, Edison Energia e il gruppo Tremagi;
- tra gli altri operatori: per gli operatori digitali, a fronte del successo di Octopus Energia, che ha accresciuto la propria quota dallo [0-1]% del 2023 al [1-5]% del settembre 2025, si registra una crescita assai meno marcata di altri operatori³⁹; si osserva il successo di un operatore multicanale con una fortissima presenza nel canale fisico quale PostePay, la cui quota di mercato, dopo essere quasi raddoppiata tra il 2023 e il 2024, è aumentata a un ritmo più contenuto nel 2025, attestandosi al [1-5]% del settembre 2025; e si osserva che le imprese di telecomunicazione ("telco") hanno una presenza diretta ancora trascurabile, servendo meno dell'1% dei clienti.

³⁸ [Differenze non trascurabili a livello provinciale si osservano anche per il STG: in tre quarti delle province si osserva tra il 2024 e il 2025 una riduzione del numero di utenti serviti - pari in media al 5% e con un range che va dallo 0,1% all'11,6% -, ma nelle rimanenti province il STG ha visto aumentare la propria dimensione in media del 2,7% (con un range che va dallo 0,1% al 7,8%). Il numero di clienti nel SMTv ha visto invece una riduzione generalizzata.]

³⁹ [In particolare operatori quali Pulsee (entrata nel 2024 e stabile intorno al [0-1]%) e Yada Energia (marchio NeN, stabile tra il 2023 e il 2025 intorno al [0-1]%).]

Tabella 2: evoluzione del mercato della vendita al dettaglio di elettricità a clienti domestici, numero di POD, 2023-25

		al 30/9/2025				al 31/12/2024				al 31/12/2023	
		Totale	di cui SMT	di cui STG	Totale	di cui SMT	di cui STG	Totale	Totale		
Gruppo ENEL	ENEL Energia	[30-35]	[40-45]	[1-5]	[30-35]	[40-45]	[1-5]	[30-35]	[50-55]		
	Servizio Elettrico Nazionale	[5-10]	[5-10]	[5-10]	[5-10]	[5-10]	[5-10]	[20-25]	[50-55]		
Eni Plenitude			[5-10]			[5-10]			[5-10]		
Gruppo Hera	HeraComm	[5-10]	[5-10]	[0-1]	[5-10]	[5-10]	[0-1]	[1-5]	[1-5]		
	EstEnergy	[1-5]	[5-10]	[0-1]	[1-5]	[1-5]	[0-1]	[1-5]	[1-5]		
Edison Energia			[1-5]	[1-5]		[1-5]	[1-5]	[1-5]	[1-5]		
Gruppo A2A	A2A Energia	[1-5]	[1-5]	[0-1]	[1-5]	[1-5]	[0-1]	[0-1]	[1-5]		
	Acinque Energia	[0-1]	[1-5]	[0-1]	[0-1]	[1-5]	[0-1]		[0-1]		
	Gelsia	[0-1]	[1-5]	[0-1]	[0-1]	[1-5]	[0-1]		[0-1]		
Gruppo Iren	Iren Mercato	[1-5]	[1-5]	[0-1]	[1-5]	[1-5]	[0-1]		[1-5]		
	SEV	[1-5]	[1-5]	[0-1]	[1-5]	[1-5]	[0-1]	[0-1]	[1-5]		
	EGEA Energie	[0-1]	[1-5]		[0-1]	[1-5]					
Gruppo Acea	Acea Energia	[1-5]	[1-5]	[0-1]	[1-5]	[1-5]	[0-1]		[1-5]		
	Umbria Energy	[0-1]	[1-5]	[0-1]	[0-1]	[1-5]	[0-1]		[0-1]		
Poste Energia			[1-5]			[1-5]			[0-1]		
Gruppo Tremagi	Illumia	[1-5]	[1-5]	[0-1]	[1-5]	[1-5]		[1-5]	[0-1]		
	WeKiwi	[0-1]	[1-5]		[0-1]	[1-5]			[0-1]		
	EnergyUp	[0-1]	[1-5]		[0-1]	[1-5]			[0-1]		
E.On Energia			[1-5]	[0-1]		[1-5]		[0-1]	[1-5]		
Octopus Energy			[1-5]			[0-1]			[0-1]		
Dolomiti Energia			[1-5]	[0-1]		[1-5]	[0-1]		[1-5]		
Sorgenia			[1-5]			[1-5]			[0-1]		
AGSM AIM Energia			[0-1]	[0-1]		[0-1]	[0-1]		[0-1]		
Engie Italia			[0-1]			[0-1]			[0-1]		
Gruppo Estra	Estra Energie	[0-1]	[0-1]		[0-1]	[0-1]			[0-1]		
	Prometeo	[0-1]	[0-1]	[0-1]	[0-1]	[0-1]	[0-1]		[0-1]		
Alperia Smart Services			[0-1]	[0-1]		[0-1]	[0-1]		[0-1]		
Duferco Energia			[0-1]			[0-1]			[0-1]		
Vivigas			[0-1]			[0-1]			[0-1]		
Altri			[10-15]	[0-1]		[10-15]	[0-1]		[10-15]		
Maggior Tutela (vulnerabili)				[5-10]			[10-15]				
Tutele Graduali (non vulnerabili)				[5-10]			[10-15]				
HHI			1846,08			1991,37			3035,34		

Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

31. La tabella seguente riporta le quote di mercato in volume a livello nazionale, del tutto in linea con quelle in termini di numero di utenti precedentemente fornite.

Tabella 3: quote di mercato in volume, 2023-24

	2024 (%)	2023 (%)
Enel Energia (gruppo Enel)	[30-35]	[30-35]
Servizio Elettrico Nazionale (gruppo Enel)	[10-15]	[15-20]
Plenitude	[5-10]	[5-10]
HeraComm (gruppo Hera)	[1-5]	[1-5]
Edison Energia	[1-5]	[1-5]
A2A Energia (gruppo A2A)	[1-5]	[1-5]
Acea Energia	[1-5]	[1-5]
Iren Energia (gruppo Iren)	[1-5]	[1-5]
EstEnergy (gruppo Hera)	[0-1]	[0-1]
AGSM-AIM	[0-1]	[0-1]
SEV (gruppo Iren)	[0-1]	[0-1]
ACinque (gruppo A2A)	[0-1]	[0-1]
Altri	[25-30]	[20-25]

Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dagli operatori e dati pubblici Terna

32. I dati forniti da AU mostrano, coerentemente con quanto riportato da ARERA nel Monitoraggio Retail, che la maggior parte degli operatori è presente in tutte o quasi le province italiane.

Ciò tuttavia non si traduce in una presenza omogenea di tali operatori sul territorio nazionale: la maggior parte degli operatori di un qualche rilievo a livello nazionale servono un numero estremamente limitato di clienti nella maggior parte delle province e concentrano clienti e vendite in poche province, spesso limitrofe.

In realtà, accanto a operatori effettivamente nazionali – i cui clienti sono distribuiti sul territorio nazionale in un modo simile alla distribuzione complessiva dei POD domestici per provincia, come nel caso di Enel Energia – vi sono diversi operatori di rilievo (tra cui la stessa ACEA Energia) che si caratterizzano come aventi un forte radicamento territoriale

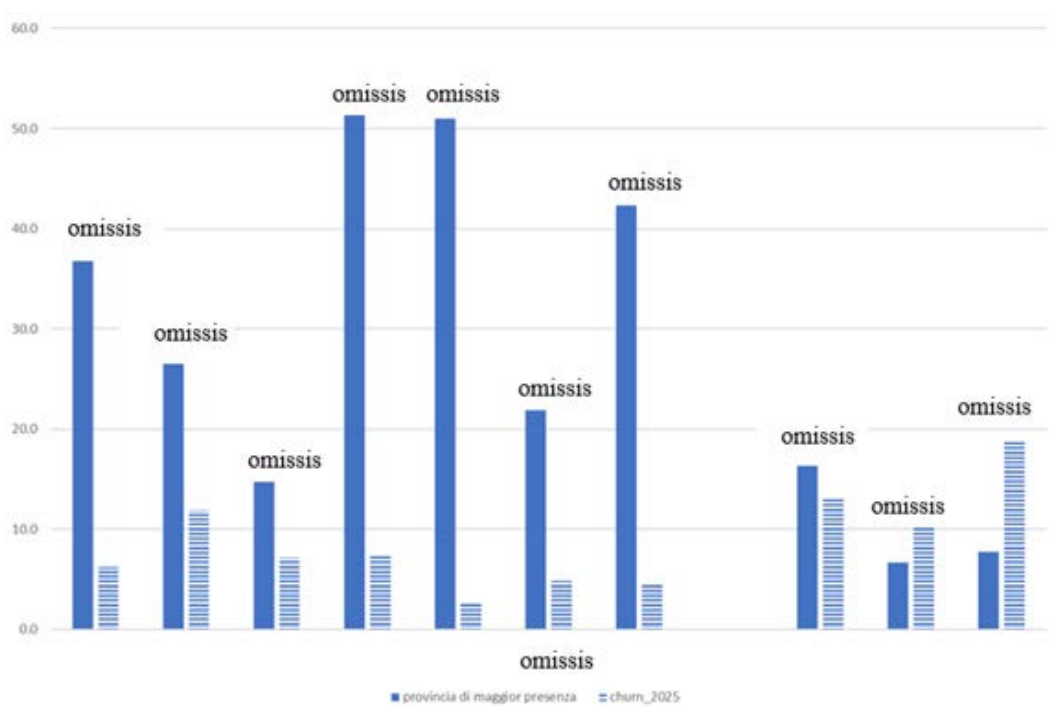
in alcune province e/o regioni, pur mostrando una vocazione più o meno spiccata a espandersi al di fuori delle aree di radicamento storico.

Ciò emerge chiaramente considerando la distribuzione provinciale della base clienti per ciascuno dei maggiori operatori storici del settore, riportata in Annex 2. Tali evidenze mostrano come gli operatori storicamente presenti in determinate aree territoriali concentrino gran parte della propria clientela in poche province, coincidenti con le aree territoriali di radicamento storico; in tali province si osservano altresì tassi di *churn* molto contenuti rispetto a quelli riscontrati nelle altre aree territoriali di operatività, elemento che evidenzia, per il singolo operatore, una correlazione di segno negativo tra presenza nella provincia e tasso di *churn*. Al contempo, non si riscontra un significativo grado di concentrazione territoriale della clientela per gli operatori storicamente presenti su tutto il territorio nazionale.

33. Tali elaborazioni sono sintetizzate nella Figura 4, che riporta la provincia di maggiore presenza, in termini di numero di utenti, e il relativo tasso di *churn* per dieci tra i principali operatori attivi in Italia (Enel Energia, Eni Plenitude, Hera Comm, Edison Energia, A2A ENERGIA Iren Mercato, Acea Energia, Dolomiti Energia, Estenergy, e AGSM AIM ENERGIA), che rappresentano complessivamente [65-70]% del totale clienti a livello nazionale⁴⁰.

34. Nel caso dei tre *player* a vocazione maggiormente nazionale (Enel, Plenitude ed Edison), due non hanno una specifica connotazione territoriale (Edison e Plenitude) e l'altro (il Gruppo Enel) ha avuto una presenza storicamente più uniforme in quanto monopolista storico della fornitura di energia elettrica su quasi tutto il territorio nazionale. Edison e Enel distribuiscono la propria clientela in maniera piuttosto omogenea tra le province italiane, nessuna delle quali supera il [5-10]% della clientela totale dell'operatore. Un discorso simile vale per Plenitude, che tuttavia concentra una quota significativa della propria clientela, pari al [10-20]% nella provincia di Roma). Anche i relativi tassi di *churn* assumono valori ben più elevati di quelli registrati dai *player* più storicamente radicati nei propri territori.

Figura 4: provincia di maggior presenza e relativo tasso di churn per i principali operatori attivi in Italia, dati al 30.09.2025



Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

35. Tali evidenze mostrano che il radicamento storico degli operatori si riflette tuttora nel loro posizionamento a livello locale, determinando una sostanziale differenziazione della concorrenza per aree geografiche.

V.1.3 I canali di vendita

36. Dalle richieste di informazioni inviate a un gruppo di operatori sia a vocazione nazionale che con un forte radicamento locale, che servono oltre il 63% dei clienti domestici italiani e rappresentano circa la metà delle nuove

⁴⁰ [Dalla figura si può notare come ben sette di tali operatori (Hera Comm, A2A Energia Iren Mercato, Acea Energia, Dolomiti Energia, Estenergy, e AGSM AIM Energia) concentrino una parte molto significativa della propria attività in una singola provincia, in genere coincidente con i territori che hanno storicamente servito. Ad esempio, [primario operatore storico] detiene quasi il 40% della propria clientela nella provincia di [radicamento storico], [omissis] oltre il 50% nella provincia di [omissis], [operatore storico con base regionale] oltre il 50% nella provincia di [radicamento storico] e così via. I relativi tassi di churn in tali province appaiono inoltre molto contenuti, a testimonianza della forza del marchio e del radicamento presso la clientela dell'operatore storico.]

acquisizioni di clienti nel 2024-25, emerge che il canale di acquisizione di gran lunga prevalente è quello fisico⁴¹, seguito da quello telefonico (cfr. Tabella 4). Escludendo i due operatori per i quali il canale digitale è prevalente, per gli altri il canale fisico ha rappresentato tra il 43% e l'84% delle nuove acquisizioni nel 2025, con un solo operatore al di sotto del 50%; tale quota risulta spesso stabile o in crescita rispetto al 2024. I canali digitali risultano ancora minoritari per la maggior parte degli operatori, con l'eccezione di [primario operatore storico] e di [primario operatore storico], per i quali si tratta dei canali più importanti; anche per questi due operatori si è registrato un aumento delle acquisizioni via canale fisico, che hanno rappresentato tra il 26% e il 29% delle nuove acquisizioni nel 2025.

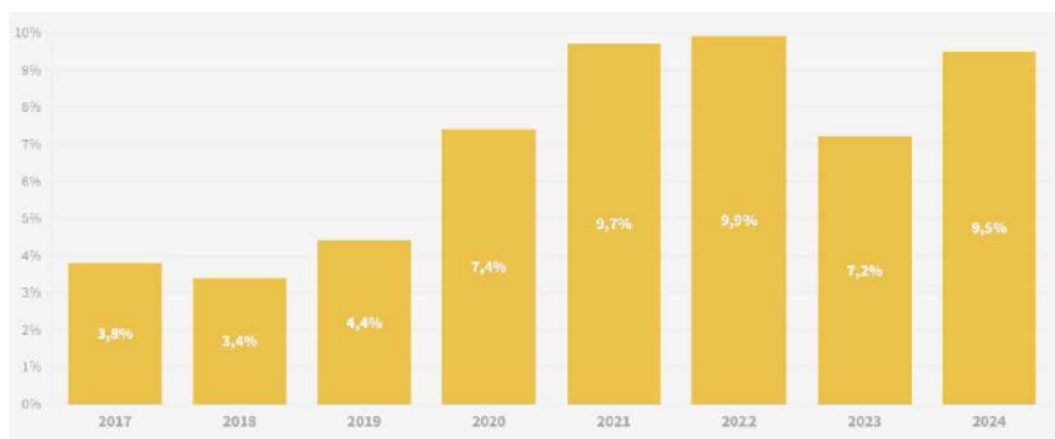
Tabella 4: peso canali di vendita

[omissis]

Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dagli operatori del mercato

37. Il peso ancora minoritario del canale digitale trova riscontro nel Monitoraggio Retail 2024 di ARERA, in cui il regolatore ha osservato come, nonostante le offerte online siano potenzialmente più convenienti, *“nel settore elettrico sono ancora residuali i Domestici con contratti in essere nel 2024 e sottoscritti online”*⁴². ARERA ha rilevato una percentuale pari al 9,5%, in crescita di 2,3 p.p. rispetto al 2023, ma leggermente inferiore ai valori intorno al 9,8% osservati nel 2021-22 (cfr. Figura 5).

Figura 5: contratti in essere sottoscritti tramite il canale online



Fonte: ARERA

38. Secondo la valutazione offerta dagli operatori in corso di istruttoria, i clienti acquisiti attraverso il canale fisico si caratterizzano per un tasso di *churn* più basso rispetto a quelli del canale digitale. Ciò li rende, a parità di condizioni, più profittevoli in quanto i costi di acquisizione risultano distribuiti su un periodo più lungo di permanenza nella *customer base*.

39. Tutti gli operatori sentiti in audizione hanno messo in luce la crucialità del canale fisico e in particolare della rete di punti fisici di contatto, che sono tornati a crescere negli ultimi anni per la maggior parte degli operatori storici⁴³, ma anche per alcuni nuovi entranti, per i quali la rete fisica appare anche un elemento che facilita la penetrazione a livello locale, accrescendo la conoscenza del marchio e dell'offerta commerciale (*brand awareness*)⁴⁴ e contrastando la presenza fisica degli operatori *incumbent* nei territori di radicamento storico⁴⁵. In questo senso, la stessa esperienza di [omissis] – testimonia l'efficacia del canale fisico a livello locale.

⁴¹ [Il canale fisico si compone delle reti di agenti (monomandatari o plurimandatari, dirette e indirette), delle reti di negozi fisici (monomarca o plurimarca, gestiti da agenti) e di corner monomarca e degli stand temporanei presso centri commerciali ecc..]

⁴² [Cfr. Rapporto 486/2025/I/com, Monitoraggio Retail - Rapporto per l'anno 2024, pp. 84-85.]

⁴³ [Secondo Enel Energia, la crescita delle reti di punti fisici testimonia come la prossimità con il cliente e, dunque, l'ancoraggio al territorio di riferimento siano ancora una variabile competitiva determinante (cfr. verbale di audizione, doc. 71.1). La capacità di essere fisicamente presenti sul territorio con una rete capillare di negozi e punti di contatto fisici in grado di rispondere efficacemente alle esigenze dei consumatori è considerata una variabile competitiva essenziale anche da un operatore di caratura nazionale sviluppatosi senza specifici radicamenti territoriali, come Edison Energia, che è passato da una strategia digitale a una maggiormente imperniata sulla rete fisica (cfr. verbale di audizione, doc. 69.1). Ciò appare confermato dall'esperienza di [primario operatore storico], che ha ampliato la propria rete fisica e la considera un elemento centrale della propria strategia [omissis]. Per tale operatore si registra un aumento delle acquisizioni attraverso il canale fisico proprio attraverso la rete di punti fisici.]

⁴⁴ [Cfr. in questo senso l'apertura di nuovi punti vendita da parte di [primario operatore storico] nei territori acquisiti con le aste del STG.]

⁴⁵ [Cfr. verbale audizione Enel Energia, doc. 71.1.]

40. La crucialità di tale canale sarebbe in particolare emersa nel corso della recente crisi energetica, che ha aumentato la consapevolezza dei costi dell'energia presso i consumatori e quindi il bisogno di comprendere le ragioni dell'evoluzione dei costi riportati in bolletta; ciò ha poi spinto una quota significativa di consumatori a cercare più attivamente fornitori con offerte più convenienti e/o in grado di offrire soluzioni tecniche.

41. Dal punto di vista delle aziende, i punti vendita fisici: (i) creano o rafforzano l'immagine del marchio a livello locale, (ii) forniscono un servizio di consulenza modulato sulle necessità della clientela locale attuale e potenziale, (iii) permettono di legare alla vendita delle *commodities* energetiche quella di una serie di beni e servizi complementari (pompe di calore, fotovoltaico, soluzioni per l'efficienza energetica, assicurazioni specifiche ecc.), nonché, qualora il *brand* sia percepito come particolarmente affidabile, anche di altri servizi quali assicurazioni casa complete o assicurazioni RCA.

Essi permettono quindi di fidelizzare la clientela a livello locale e consentono potenzialmente di differenziare tanto i servizi offerti che gli stessi prezzi di questi e dei beni complementari, in funzione delle differenti caratteristiche della domanda e delle condizioni di concorrenza a livello locale⁴⁶.

42. [primario operatore storico] ha osservato in audizione che "[l]o sviluppo della rete monomarca si è avvantaggiato della crisi degli esercizi commerciali, che ha liberato e reso più economiche molte location di prestigio".

43. L'impiego di diversi canali di vendita permette di differenziare l'offerta in modo da tener conto sia dei diversi costi di acquisizione, sia della tipologia di consumatori che possono essere raggiunti attraverso un dato canale. Le risposte alle richieste di informazioni inviate confermano che le offerte commerciali non sono presenti in maniera omogenea su tutti i canali di vendita.

V.1.4 La differenziazione delle offerte su base territoriale

44. Gli operatori sentiti hanno affermato che le loro offerte commerciali sono generalmente caratterizzate da prezzi omogenei territorialmente.

45. Tale omogeneità è stata giustificata, da un lato, in ragione della necessità di proporre un'immagine unitaria del *brand* sul territorio nazionale e di evitare che clienti con punti di prelievo localizzati in aree diverse paghino prezzi diversi e, dall'altro, dell'esigenza di superare la complessità gestionale (dovuta anche a obblighi regolatori) che deriverebbe da una differenziazione delle offerte su base territoriale. L'omogeneità delle offerte a livello nazionale appare quindi essere principalmente la conseguenza di una scelta di *marketing*. Nessuno degli operatori sentiti ha, infatti, ricondotto tale omogeneità all'esistenza di condizioni di concorrenza uniformi a livello nazionale, né all'impossibilità tecnica di individuare il territorio di localizzazione del POD.

46. In tal senso, dalle risposte fornite dai vari operatori emerge che (i) alcune offerte sono state commercializzate prevalentemente in determinati territori, pur essendo astrattamente disponibili su tutto il territorio nazionale a prezzi omogenei e che (ii) alcuni operatori hanno utilizzato offerte disegnate per determinati territori, contenenti prezzi specifici. Anche le offerte "nazionali" possono, inoltre, essere declinate localmente attraverso promozioni mirate⁴⁷.

47. Sfruttando il peso dei canali fisici di acquisizione, offerte astrattamente disponibili per l'intero territorio nazionale sono state proposte prevalentemente in specifici territori, coincidenti con aree di radicamento storico e consolidata presenza del marchio e con i territori limitrofi⁴⁸, a conferma della concentrazione a livello locale dell'azione di vendita degli operatori territorialmente radicati.

48. Anche operatori di rilevanza nazionale hanno adottato offerte commerciali con condizioni economiche specifiche a livello locale.

In particolare, Enel Energia ha dichiarato di aver adottato offerte con condizioni economiche differenziate a livello territoriale sia nel 2024 che nel 2025, che hanno rappresentato in media circa il [significativa]% delle nuove acquisizioni⁴⁹.

[Primario operatore storico], nel quadro delle azioni volte a consolidare la base clienti nelle province di radicamento storico, a seguito dell'apertura di nuovi punti vendita fisici, nel 2024 ha lanciato una offerta dedicata alle province di radicamento storico di [omissis], volta a "incentivare la fidelizzazione dei clienti con un livello di consumo medio presso i punti vendita fisici", che ha rappresentato circa il [10-20]% delle nuove acquisizioni del 2024.

⁴⁶ [La stessa Plenitude nei propri documenti strategici [omissis] (cfr. il [omissis] contenuto nell'Allegato G alla risposta del 23 dicembre 2025).]

⁴⁷ [Cfr., ad esempio, verbale audizione Edison Energia, risposta [primario operatore storico] alla richiesta di informazioni.]

⁴⁸ [In particolare, con riferimento alle offerte rappresentanti circa l'80% dei nuovi clienti acquisiti nel 2024 e nel 2025:

- [primario operatore storico] ha proposto tali offerte prevalentemente in [omissis] – area di radicamento storico della società - e [omissis], e in misura minore in [omissis] (2024), [omissis] (2025); secondo quanto indicato dalla società, anche offerte veicolate via Internet sono state proposte prevalentemente in [regioni di radicamento storico e limitrofe] nel 2025;
- [operatore storico di rilievo regionale] ha proposto tali offerte nelle province di radicamento storico della [omissis] e, in misura minore, nella provincia di [omissis];
- [operatore storico con base regionale] ha proposto le offerte dedicate ai canali fisici prevalentemente in [omissis];
- [primario operatore storico multiregionale] ha proposto le proprie offerte prevalentemente attraverso canali fisici in [regioni di radicamento storico e limitrofe];
- [primario operatore storico] ha proposto le proprie offerte prevalentemente attraverso canali fisici in [regioni di radicamento storico e limitrofe].]

⁴⁹ [Enel Energia ha impiegato "tale tipologia di offerte [...] [omissis] (ad esempio, nelle aree di Roma e Milano – offerte Formidabile Roma e Formidabile Milano -, o anche in Provincia di Bologna)" (cfr. verbale audizione Enel Energia, doc. 71.1).]

Edison Energia, [omissis] ha offerto nella provincia [omissis] sconti aggiuntivi per incentivare il passaggio dal STG al mercato libero.

49. Infine, vi è evidenza di offerte differenziate localmente a fini di *retention* della clientela locale⁵⁰.

V.1.5 La dimensione geografica del mercato rilevante nelle dichiarazioni degli operatori auditi

50. In audizione, gli operatori hanno spesso affermato che l'estensione geografica del mercato rilevante è ancora locale.

Edison Energia ha in particolare ritenuto che *"proprio per l'importanza che ancora riveste il livello territoriale, i mercati delle commodities energetiche sono difficilmente già definibili come completamente nazionali. Si tratta più di una sommatoria di mercati locali ognuno con le proprie specificità, dove molti consumatori ancora tendono a mantenere il fornitore di radicamento storico."*

Secondo Enel Energia, *"persist[on]o alcuni elementi oggettivi che fanno propendere verso una dimensione ancora locale di questi mercati. In primo luogo, l'importanza del canale fisico [...] testimonia l'aspetto chiave della prossimità con il cliente e, dunque, un ancoraggio al territorio di riferimento a tutt'oggi determinante. [La] forte disomogeneità che si osserva su base territoriale delle quote di mercato degli operatori [omissis], elementi che la società ritiene atti indicare la sussistenza di dinamiche competitive ancora molto diversificate su base locale".* La società ha anche espresso l'opinione che la *"dimensione locale di riferimento [...] corrisponde ancora probabilmente alla dimensione provinciale; la Regione (pure considerata nel provvedimento di avvio) non ha elementi distintivi propri e appare solo l'unione di varie aree locali caratterizzate diversamente [...]. Anche le aste per l'assegnazione del servizio a tutele gradualmente (STG) hanno aggregato zone diverse tra di loro ma sempre partendo dalla dimensione provinciale come riferimento."*⁵¹.

51. Anche per AGSM-AIM il mercato attraversa ancora una fase di transizione: *"il mercato non presenta vincoli fisici o giuridici all'entrata a livello nazionale; tuttavia, una strategia nazionale costa molto e richiede quindi significative risorse finanziarie, di cui solo pochi operatori dispongono. A fronte di ciò, gli operatori medio-piccoli si concentrano piuttosto sul presidio della propria customer base a livello locale, pur perseguendo opportunità di sviluppo a livello nazionale anche per contrastare la concorrenza da parte degli stessi operatori nazionali. Il mercato si trova dunque in una fase di transizione, in cui convivono sia soggetti che riescono già ad avere un orizzonte propriamente nazionale sia realtà più piccole ancora concentrate prevalentemente sui mercati locali di riferimento storico. La linea evolutiva, comunque, è quella verso operatori a vocazione nazionale, anche a causa della crescente digitalizzazione di questi mercati, che per sua natura conduce a una competizione sganciata dal livello territoriale"*⁵².

52. Iren Mercato ha invece descritto la propria strategia come *"national"* (a suo dire imitata anche da altre ex municipalizzate), volta non solo alla difesa della *customer base* ma anche all'acquisizione di clienti in territori *non-core*. Riguardo alla presente Operazione, tuttavia, Iren Mercato ha individuato l'esistenza di due gruppi di clienti interessati (quelli *"nazionali"* acquisiti grazie alla *partnership* di AE con WindTre e la *customer base* *"romana"*) e distinto la valutazione a livello nazionale da quella a livello territoriale⁵³.

V.1.6 L'incentivo ad aumentare i prezzi

53. Nella valutazione degli effetti unilaterali derivanti da sovrapposizioni orizzontali tra le parti di una concentrazione assume rilievo anche la loro prossimità concorrenziale, vale a dire il grado di sostituibilità dei prodotti o servizi offerti. Ciò in quanto, come affermato negli Orientamenti sulle concentrazioni orizzontali, quanto più alto è il grado di sostituibilità tra i prodotti o servizi delle imprese partecipanti alla concentrazione, tanto più è probabile che queste ultime aumentino i prezzi in modo significativo⁵⁴.

54. L'analisi della prossimità concorrenziale può essere basata sull'impiego di specifici indici quantitativi, volti a valutare la vicinanza sotto il profilo concorrenziale tra le Parti. In linea con la prassi decisionale dell'Autorità e della Commissione europea, vengono usati *diversion ratios* (di seguito anche *"DR"*), indici che stimano la quota di volumi persi da una delle Parti (a seguito di un peggioramento della propria offerta in termini di prezzo, qualità, assortimento, servizi offerti) destinati a essere *"ricatturati"* dall'altra impresa partecipante alla concentrazione. Tali indici misurano la quota di volumi idonei a essere internalizzati dall'operazione, con l'effetto di rendere più probabile che aumenti di prezzo dell'entità *post-merger* risultino profittevoli⁵⁵.

⁵⁰ [primario operatore storico] e [operatore storico multiregionale] hanno dichiarato di aver avviato nel 2024 delle azioni di retention volte a fidelizzare i nuovi clienti acquisiti tramite specifici canali (Door-to-door e Teleselling) in determinate province, attraverso la concessione di uno sconto mirato. Sul punto, peraltro, [primario operatore storico] ha affermato di avere la possibilità di differenziare le politiche di retention a livello sia locale che di singolo cliente, mentre [operatore storico con base regionale] ha pianificato il lancio di campagne di retention mirate ai territori diversi da quelli di radicamento storico.

⁵¹ [Cfr. doc. 71.1.]

⁵² [Cfr. doc. 73.1.]

⁵³ [Cfr. doc. 78.1.]

⁵⁴ [Cfr. "Orientamenti relativi alla valutazione delle concentrazioni orizzontali a norma del regolamento del Consiglio relativo al controllo delle concentrazioni tra imprese", par. 28.]

⁵⁵ [Quanto più elevate saranno le vendite che la concentrazione consentirà di internalizzare, tanto più è probabile che aumenti di prezzo siano profittevoli. Ciò in quanto prima della concentrazione, se una delle parti avesse aumentato i prezzi, avrebbe perso una

55. Nel caso di specie, questo tipo di analisi può essere svolto - utilizzando i dati di *switching* di un operatore nei confronti degli altri, ovvero considerando la quota di clienti persi da un operatore che sono stati acquisiti dall'altro (*diversion ratios*), analogamente a quanto già fatto dalla Commissione europea e dall'Autorità in numerosi altri casi di concentrazione⁵⁶. Tale analisi evidenzia che, con riferimento all'Operazione oggetto di valutazione, il *diversion ratio* da AE a Plenitude nella provincia di Roma è stato del [20-30]% circa nel 2024 e nei primi 9 mesi del 2025. Parallelamente, il *diversion ratio* da Plenitude a AE nella medesima provincia è stato del [1-10]% sia nel 2024 che nei primi 9 mesi del 2025. Inoltre emerge che i *diversion ratios* a livello nazionale assumono valori significativamente più contenuti, essendo stato nel 2024 il *diversion ratio* da AE a Plenitude pari al [10-20]% e da Plenitude a AE pari al [1-10]%. Tali *diversion ratios* sono al netto della perdita di clienti registrata a causa dell'esito della gara per la gestione del STG nel Comune di Roma e, come affermato anche dalla stessa AE, riguardano sostanzialmente clienti del mercato libero.

Per quanto riguarda la provincia di Terni, il *diversion ratio* da AE a Plenitude appare molto più contenuto e comunque inferiore alle soglie di attenzione.

56. Tali valori del *diversion ratio* suggeriscono come le Parti siano dei concorrenti stretti, benché il vincolo competitivo che esercitano una sull'altra sia asimmetrico. Infatti, Plenitude esercita un vincolo competitivo significativo su AE, in quanto la quota di clienti in uscita da quest'ultimo e acquisita da Plenitude è pari al [20-30]% nel 2024 e nei primi 9 mesi del 2025 e dunque superiore la soglia - pari al 20% - generalmente considerata critica per un DR nella prassi dell'Autorità⁵⁷. Viceversa, la pressione concorrenziale esercitata da AE su Plenitude appare più limitata essendo il DR di Plenitude verso AE pari al [1-10]%.

57. Al fine di stimare l'incentivo dell'entità *post-merger* ad aumentare i prezzi a esito dell'Operazione, le evidenze quantitative sulla prossimità concorrenziale tra le Parti, misurata attraverso i DR, sono state integrate con le informazioni sui margini. Procedendo in tal modo, l'incentivo ad aumentare i prezzi (o, più in generale, a peggiorare la propria offerta) è stato quantificato usando l'indice GUPPI, il quale tiene conto non solo della possibilità di internalizzare la porzione dei clienti persi da una parte che viene ricatturata dall'altra, ma anche della relativa profittabilità di tali clienti. In altre parole, anche se la quota di clientela ricatturata da una parte non fosse particolarmente elevata (informazione contenuta nel DR), l'altra potrebbe comunque avere un forte incentivo a peggiorare la propria offerta se la marginalità sui clienti ricatturati fosse alta (informazione contenuta nel GUPPI). Il GUPPI esprime quindi più compiutamente l'incentivo ad aumentare i prezzi in quanto tiene conto sia dei clienti ricatturati sia dei margini realizzabili su questi ultimi che, nel caso di specie, riguardano esclusivamente il mercato libero, coerentemente con i *diversion ratios* considerati e con la circostanza che AE serve sul SMTv a prezzi regolati.

58. Sulla base delle informazioni fornite dalle Parti, il GUPPI di AE può essere stimato nell'ordine del 7 % nel 2024 e del 6,6 % nel 2025; il GUPPI di Plenitude può essere stimato nell'ordine del 3-3,5% nel 2024-2025 (cfr. Annex 1).

V.1.7 La posizione delle Parti e dei terzi intervenienti

La posizione di Plenitude

59. Nel corso dell'istruttoria la società Plenitude ha sostenuto in più occasioni che l'Operazione, a suo giudizio, non determinerebbe effetti restrittivi della concorrenza⁵⁸, in ragione delle significative modifiche registrate nei mercati rilevanti, che avrebbero fatto venir meno i presupposti per la tradizionale definizione locale degli stessi, e del fatto che, anche a prescindere dalla definizione adottata, Plenitude e AE non sarebbero in ogni caso *close competitors*. Anche a seguito della CRI la Parte ha presentato una memoria difensiva volta a confutare le argomentazioni e le conclusioni della Direzione ivi espresse⁵⁹.

60. Secondo Plenitude, la dimensione geografica del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici, anche in linea con l'orientamento della Commissione europea, andrebbe definita come nazionale⁶⁰ o, al più, macro-regionale⁶¹. Ciò in quanto, in primo luogo, sarebbero venute meno tutte le principali caratteristiche del

porzione delle proprie vendite a vantaggio (tra gli altri, anche) dell'altra parte. Dopo la concentrazione tale vincolo competitivo viene eliminato, cosicché la nuova entità ha un maggiore incentivo ad accrescere i prezzi di vendita dei propri prodotti.]

⁵⁶ [Cfr., *inter alia*, decisioni della Commissione europea M.8864 - Vodafone / Certain Liberty Global Assets, del 18 luglio 2019 ed M.10663 - Orange / VOO / Brutele, del 20 marzo 2023; a livello nazionale, C12659 - Swisscom Italia / Vodafone Italia, provvedimento n. 31416 del 19 dicembre 2024, in Bollettino n. 49/2024.]

⁵⁷ [Cfr. C12247B - Bdc Italia-Conad/Auchan, provvedimento del 25 febbraio 2020, in Bollettino n. 10/2020 e C12488 - Bubbles Bidco/Quattro, provvedimento del 2 dicembre 2022, in Bollettino n. 46/2022.]

⁵⁸ [Cfr. docc. 1 (formulario di notifica) e 62.]

⁵⁹ [Cfr. doc. 150.]

⁶⁰ [La Commissione europea, per prassi consolidata, definisce il mercato della vendita di energia elettrica a clienti domestici in bassa tensione come avente dimensione nazionale, in ragione del fatto che la liberalizzazione del mercato dell'energia ha progressivamente eliminato le barriere alla libera circolazione dell'offerta di energia da parte di qualsiasi operatore, a prescindere dalla localizzazione dello stesso (cfr. le decisioni M.10685 - Enel Produzione/ERG Power del 25 maggio 2022, §. 18; M.7137 - EDF/Dalkia En France del 25 giugno 2014, §§. 67-69; M.6984 - EPH/Stredoslovenska Energetika del 19 novembre 2013, §. 18; M.5224 - EDF/British Energy del 22 dicembre 2008, §. 88 e M.3729 - EDF/AEM/Edison del 12 agosto 2005, §§. 43-44).]

⁶¹ [Cfr. decisione della Commissione europea M.6068 - ENI/AcegasAps/JV del'11 aprile 2011.]

mercato e della domanda che, fino a oggi, avevano indotto l'Autorità a definire di dimensione locale il mercato della vendita dell'energia elettrica a clienti domestici, considerando che:

- secondo i dati pubblicati da ARERA, a dati 2025 il mercato libero copre ormai l'80% dei clienti domestici nazionali, con un 10% residuo di vulnerabili in SMT e 10% nel STG (percentuale destinata comunque ad azzerarsi nel 2027 dato il carattere transitorio di tale regime);
- a partire dal 2018 il tasso di *switching* è andato gradatamente aumentando, passando dal 10% circa del 2018 al 19% circa nel 2023, fino a raggiungere nel 2024 un valore di poco inferiore al 25%, al netto delle assegnazioni al SMT e al STG, confermando una vivace concorrenza tra gli operatori tesa alla reciproca sottrazione della clientela;
- l'esito della gara per l'assegnazione dei lotti del STG ha reciso il rapporto tra consumatori e operatori storici, sia per lo stesso disegno della gara⁶², sia soprattutto perché nessun operatore storico è risultato vincitore del lotto comprendente l'area di proprio radicamento. Numerosi operatori hanno conseguentemente potuto espandere il loro raggio di azione territoriale in misura significativa;
- i principali operatori del mercato (Enel Energia, S.p.A., Edison Energia S.p.A., Hera Comm S.p.A., Iren Mercato S.p.A., A2A Energia S.p.A., Engie Italia S.p.A., Sorigenia S.p.A. e le stesse Parti) sono attivi in tutto il territorio nazionale.

61. Emblematico in tal senso sarebbe anche il fatto che la stessa ACEA Energia – operatore storico fortemente radicato a Roma e provincia - avrebbe attirato negli ultimi anni nuovi clienti prevalentemente da regioni diverse dal Lazio, anche grazie alla *partnership* con WindTre (terminata prima del *closing* dell'Operazione).

Secondo i dati forniti dalle Parti, nel 2022 soltanto il [20-30]% delle nuove acquisizioni di clienti effettuate da ACEA Energia proveniva dal Lazio; tale percentuale si è ridotta al [10-20]% circa nel 2023-24 ed è ulteriormente scesa al [10-20]% nel primo semestre 2025.

62. In secondo luogo, a giudizio di Plenitude, andrebbe considerata l'entrata di nuovi operatori a vocazione nazionale, senza alcun radicamento territoriale specifico, che hanno guadagnato rapidamente quote di mercato, quali, ad esempio, Poste Energia (ora in *partnership* con TIM⁶³), che nel giro di due anni avrebbe raggiunto quasi 1 milione di clienti, e Octopus Energy, operatore digitale entrato nel 2024, che avrebbe acquisito circa mezzo milione di clienti. A essi si aggiungerebbero ulteriori operatori digitali come Pulsee e NEn, che avrebbero complessivamente acquisito circa 300.000 clienti.

63. In terzo luogo, le Parti hanno sottolineato l'assoluta prevalenza di offerte commerciali uniformi sul territorio nazionale nelle proposte di tutti gli operatori del mercato e l'assenza di offerte differenziate geograficamente, salvo specificità dovute a normative regionali o alla presenza di operatori di minori dimensioni attivi solo in determinate aree geografiche. In particolare, né Plenitude né ACEA Energia proporrebbero offerte commerciali con condizioni variabili sulla base della localizzazione del consumatore domestico o dedicate a specifiche aree geografiche, pur differenziando le offerte per *target* di consumatori.

64. Su questo aspetto si è particolarmente soffermata anche la memoria finale, in cui è stato sostenuto che le conclusioni della CRI si baserebbero su una *market investigation* parziale, condotta solo su alcuni operatori, e peraltro offrendone una lettura dei risultati non obiettiva. Sullo specifico punto, le evidenze mostrerebbero al contrario che nella stragrande maggioranza dei casi gli operatori adottano politiche commerciali territorialmente uniformi con pochissime eccezioni legate a situazioni contingenti (ad esempio, nel caso di aggiudicazione di lotti del STG, alla volontà di traghettare i clienti sul libero a partire dalla specifica collocazione territoriale che si ricava dalla perimetrazione stessa delle aste).

65. In quarto luogo, è stato sostenuto che le Parti utilizzerebbero prevalentemente canali di acquisizione dei nuovi clienti che prescindono dalla presenza fisica in una determinata area geografica, quali il sito *web*, i *call center* e i siti comparatori. Inoltre, le offerte veicolate attraverso le reti agenziali non sono differenziate geograficamente.

66. Anche su tale punto si è particolarmente soffermata la memoria finale, in risposta alle argomentazioni contenute in CRI che avevano evidenziato, al contrario, una prevalenza ancora del canale fisico nelle vendite degli operatori. Plenitude ha sottolineato la parzialità delle analisi condotte, che hanno riguardato solo 9 operatori intervistati, senza peraltro che il campione includesse gli operatori nuovi entranti e con una offerta più innovativa. Inoltre, i dati disaggregati, ove disponibili, mostrerebbero che la quasi totalità delle acquisizioni da questo canale avviene tramite la rete di agenti e non tramite i negozi e sportelli fisici. Da ultimo, a ogni modo, nessuno degli operatori coinvolti nella *market investigation* ha evidenziato che la disponibilità di negozi o sportelli rappresenti una barriera all'ingresso nel mercato, né la stessa CRI ha caratterizzato in tal modo il canale fisico, elemento che sarebbe al contrario necessario per derivarne come conseguenza una dimensione ancora locale del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti domestici.

67. Infine, è stato richiamato il fatto che le strategie di approvvigionamento dell'energia elettrica non sono differenziate localmente e che il Prezzo Unico Nazionale (di seguito, "PUN") costituisce il principale riferimento per la

⁶² [ARERA ha suddiviso la gara in 26 lotti, definiti per omogeneità in termini di ampiezza (numero dei punti di prelievo) e di livello di morosità media. Nel disegnare la gara, il regolatore ha incluso, in uno stesso lotto, province situate in Regioni diverse e, in alcuni casi, distanti tra loro (proprio anche per attenuare l'eventuale vantaggio competitivo dell'operatore "storico" in una data area).]

⁶³ [Cfr. C12726 - Poste Italiane/Telecom Italia, provvedimento n. 31664 del 3 settembre 2025, in Bollettino n. 35/2025.]

determinazione del costo dell'energia, che riflette un meccanismo di formazione del prezzo centralizzato valido sull'intero territorio italiano.

68. La società notificante ha inoltre argomentato che, anche assumendo mercati locali, l'Operazione non sarebbe comunque in grado di produrre effetti unilaterali di rilievo e quindi di ostacolare la concorrenza effettiva, perché: (i) Plenitude e ACEA Energia non sarebbero *close competitors* e, quindi, ACEA Energia non costituirebbe un significativo vincolo competitivo per Plenitude che l'Operazione eliminerebbe, mentre; (ii) la nuova entità *post-merger* dovrà fronteggiare i significativi vincoli competitivi imposti dagli operatori che sono entrati di recente nel territorio laziale o che vi hanno rafforzato la posizione detenuta⁶⁴.

69. Quanto all'importanza del marchio e della *brand loyalty* ad ACEA, è stato sottolineato che in base agli accordi tra le Parti, [omissis] tale circostanza priva, pertanto, di rilievo prospettico l'eventuale valenza e capacità di richiamo del marchio ACEA Energia.

70. Ancora, rispetto alle dinamiche di *switching* tra le *merging parties*, Plenitude ha osservato che il tasso effettivo di *switching* è sempre significativamente inferiore della *quota relativa*: ciò dimostra che i *competitor* guadagnano una quota di clienti in uscita dalle Parti più che proporzionale alla loro presenza tra i concorrenti, nonostante ACEA Energia nella fornitura di energia elettrica e Plenitude in quella di gas rappresentino due dei principali operatori nel Lazio e in provincia di Roma. A ciò va aggiunto che, se il livello territoriale avesse una valenza determinante per le dinamiche competitive, il principale operatore attivo a livello locale sul mercato contiguo di fornitura della *commodity* complementare dovrebbe rappresentare la principale alternativa per un cliente intenzionato a cambiare fornitore. I dati osservati testimoniano, invece, una maggiore capacità attrattiva da parte di altri operatori rispetto alla quota relativa.

71. Ulteriori argomentazioni nella memoria finale hanno riguardato poi l'assenza di fenomeni di trascinarsi della *customer base* tutelata verso le offerte sul mercato libero degli *incumbent* locali, che emerge dall'analisi dei dati forniti dagli operatori in risposta alla richiesta di informazioni formulata dagli Uffici.

72. Più in generale, Plenitude ha criticato la conclusione cui giunge la CRI di una perimetrazione ancora locale del mercato della vendita *retail* dell'energia elettrica ai clienti domestici sostenendo che la CRI avrebbe svolto un'analisi statica e non prognostica dell'Operazione, trascurando di considerare che tutte le argomentazioni addotte dalla Parte portano invece a ritenere che il mercato presenti una dimensione nazionale, con sporadici elementi di concorrenza a livello territoriale (peraltro, determinati solo dalle particolari dinamiche relative alle gare per le tutele gradualmente e alla vulnerabilità), in coerenza con quanto sostenuto anche dalla Commissione europea nei suoi precedenti.

73. Nella memoria finale Plenitude ha poi sostenuto che l'analisi degli effetti unilaterali attraverso il GUPPI non sarebbe rilevante nel caso presente, rilevando che, [omissis].

74. In ogni caso, le modalità con le quali è stata effettuata l'analisi GUPPI sarebbero criticabili in quanto "occorre in primo luogo sottolineare che le stime ottenute dagli Uffici si collocano nella c.d. «area grigia» [...] In particolare, mentre valori del GUPPI inferiori al 5% indicano assenza di preoccupazioni concorrenziali, valori compresi tra il 5% e il 10% [...] non forniscono indicazioni univoche circa la plausibilità di un aumento dei prezzi a seguito della concentrazione. Inoltre, le ipotesi adottate dagli Uffici appaiono determinare una sovrastima dei valori del GUPPI"⁶⁵.

Le dichiarazioni di Acea Energia

75. Anche la *target* ACEA Energia è stata sentita in audizione⁶⁶, per acquisire elementi aggiuntivi e chiarimenti rispetto alle informazioni contenute nel formulario di notifica e relativi allegati.

In estrema sintesi, la società ha descritto le dinamiche evolutive che hanno caratterizzato i mercati energetici negli ultimi anni, alla base anche dell'ultimo piano industriale di Acea S.p.A., nel quale la capogruppo ha delineato la scelta strategica di puntare maggiormente sulle reti e sui *business* regolati (quali il servizio idrico e la gestione dei rifiuti). In particolare, fattori determinanti del *trend* di mercato sono stati la volatilità dei prezzi, l'evoluzione dei canali di vendita (concentrati più sui canali c.d. "pull"), l'ampliamento delle offerte con l'aggiunta di servizi accessori (c.d. "cross selling") e l'entrata di nuovi operatori nel mercato, tra cui anche *player* provenienti da altri settori (TLC *in primis*) con brand già affermati. Tutti questi elementi hanno accresciuto la dinamica concorrenziale sui mercati energetici.

76. In questo contesto la strategia di AE è stata quella di ampliare la propria base clienti espandendosi anche a livello nazionale, soprattutto grazie alla *partnership* con Wind Tre, distaccandosi dalla tradizionale presenza prevalentemente locale⁶⁷.

⁶⁴ [La prima argomentazione è basata sui dati relativi agli *switching*, i quali mostrerebbero che "le Parti non rappresentano la prima alternativa, su base reciproca, in Provincia di Roma e nel Lazio (né tantomeno a livello nazionale). Pertanto, AE e Plenitude non possono considerarsi *close competitors*, e dunque l'Operazione non eliminerebbe un significativo vincolo competitivo per Plenitude". In particolare, una quota inferiore al 10% dei clienti di Plenitude nel Lazio e nella provincia di Roma, che hanno cambiato fornitore nel 2024, si sarebbe rivolta ad AE, a dimostrazione che neppure "un operatore con un marchio rinomato a livello locale quale AE [avrebbe] un potere attrattivo superiore a quello di altri competitor" e che le scelte dei consumatori sarebbero basate su criteri di convenienza economica. Inoltre, soltanto il [20-30]% dei clienti che hanno abbandonato AE nel 2024 in provincia di Roma (il [20-30]% nel Lazio) si sarebbe rivolto a Plenitude; il fatto che tale percentuale sia inferiore di circa un quarto alla "quota relativa" di Plenitude, segnalerebbe "che i clienti di Acea Energia siano maggiormente attratti da proposizioni alternative rispetto a quella di Plenitude".]

⁶⁵ [In particolare, Plenitude ha sottolineato la necessità di adottare i seguenti correttivi: [omissis].]

⁶⁶ [Cfr. verbale, doc. 41.]

77. Circa la *partnership* con Wind Tre, AE ha dichiarato che [omissis].

78. Nel contesto di accrescimento anche della pressione competitiva sui mercati energetici descritto, la società ha deciso di concretizzare la maggiore spinta strategica verso altri settori attraverso le trattative con Plenitude, che hanno poi portato alla presente Operazione.

Le dichiarazioni di Wind Tre Luce & Gas

79. È stato sentito in audizione⁶⁸ anche il terzo interveniente Wind Tre L&G, società che, al termine della *partnership* con AE, è entrata direttamente nei mercati energetici come operatore della vendita. Con riferimento all'Operazione, Wind Tre L&G ha dichiarato⁶⁹, che ci sono determinate aree [omissis] dove si osservano percentuali di penetrazione del nuovo operatore molto elevate e che destano preoccupazione. Per tale ragione Wind Tre L&G auspica l'adozione da parte dell'Autorità di rimedi che possano mitigare tali preoccupazioni e riequilibrare la posizione di mercato della *merged entity*, facilitando la crescita dei nuovi entranti.

80. Le principali preoccupazioni derivano in particolare dalla constatazione per cui il mercato presenta caratteristiche che lo portano ad avere ancora una base locale e dinamiche competitive molto differenziate sul territorio; ciò a prescindere dalle caratteristiche dell'attività dell'operatore (che invece si vuole porre come soggetto attivo sull'intero territorio nazionale con strategie unitarie di vendita, come è d'uso nelle TLC). A questo riguardo, Wind Tre L&G ha dichiarato che l'elemento più importante che motiva una visione locale del mercato è sicuramente l'affidamento dei clienti verso l'operatore storico, che si riflette nelle quote di mercato ancora preponderanti dei soggetti *ex incumbent* nelle aree di riferimento.

V.2 IL MERCATO DELLA VENDITA AL DETTAGLIO DI GAS NATURALE AI PICCOLI CLIENTI

V.2.1 L'evoluzione del contesto regolamentare e dei segmenti di mercato

81. Il mercato della vendita di gas è stato completamente liberalizzato in Italia fin dal 1° gennaio 2003, quando tutti i clienti finali sono stati dichiarati "idonei" e quindi in grado di scegliere liberamente il loro fornitore sul mercato, in attuazione dell'articolo 22, comma 2, del decreto legislativo n. 164 del 2000. Sin da tale momento, tutti i venditori al dettaglio sono stati tenuti ad offrire, come parte della propria offerta commerciale, le condizioni economiche del "servizio di tutela del gas naturale" definite dal regolatore (oggi, ARERA). Di conseguenza, a tutti i clienti domestici idonei senza un contratto sul mercato libero sono state applicate tali condizioni da parte dei venditori di gas naturale al dettaglio.

82. Al tempo, la grande maggioranza delle imprese di vendita al dettaglio di gas erano integrate verticalmente con le imprese di distribuzione del gas, storicamente presenti sul territorio e operanti in regime di concessione in una o più aree locali comunali. Storicamente il gruppo ENI vantava una posizione di preminenza, essendo presente nella vendita con Eni Gas & Power S.p.A. (oggi Plenitude) ed essendo attivo, fino al 2012, nella distribuzione di gas naturale con Italgas S.p.A.⁷⁰.

83. Tali rapporti hanno creato un forte legame tra l'attività di vendita ai clienti domestici e il radicamento locale dei venditori verticalmente integrati con il distributore, che si è riflesso sulle dinamiche di passaggio dei clienti domestici ai contratti di mercato libero, avvenuto in prevalenza verso lo stesso venditore che serviva il mercato tutelato. Ancora nel Monitoraggio Retail 2024 ARERA osservava che *"la presenza territoriale dei venditori storici nel segmento dei domestici è molto rilevante. Solo in una regione meno della metà del gas prelevato dai domestici nel mercato libero è fornita dai venditori storici"*.

84. La liberalizzazione del mercato della vendita al dettaglio di gas naturale ai clienti domestici è stata completata nel 2024 con la cessazione del servizio di tutela. Attualmente, dunque, i clienti domestici possono essere serviti:

- da un fornitore sul mercato libero alle condizioni del mercato libero;
- se ricadono nella definizione di "cliente vulnerabile" di cui all'articolo 11 del d.lgs. n. 210 del 2021, da un qualsiasi fornitore alle condizioni del Servizio di Tutela Vulnerabili (di seguito anche "STV"), stabilite da ARERA;
- dal Fornitore di Ultima Istanza (in misura residuale).

85. Nel 2024, secondo i dati ARERA⁷¹, l'87% dei clienti domestici gas aveva una tariffa del mercato libero e il rimanente 13% era nel STV oppure con il FUI. La quasi totalità dei condomini ad uso domestico era invece nel mercato libero.

⁶⁷ [Inoltre, la società ha puntato [omissis] (avendo anche perso la clientela tutelata non vulnerabile a esito delle aste per il STG sia per i domestici che per le piccole e micro imprese). La strategia commerciale di AE si è caratterizzata poi per l'attenzione ad aspetti di qualità del servizio verso il cliente [omissis].]

⁶⁸ [Cfr. verbale, doc. 75.]

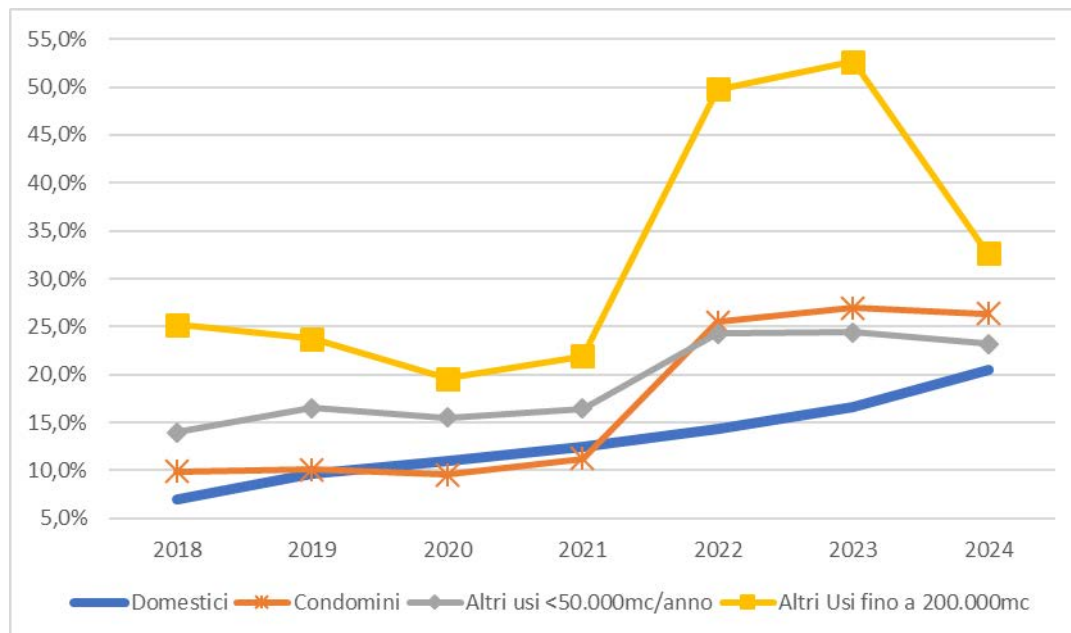
⁶⁹ [Cfr. anche doc. 146, memoria finale.]

⁷⁰ [I legami verticali tra le attività di vendita e quelli di distribuzione del gruppo ENI nel settore del gas sono cessati a seguito della separazione societaria tra Snam S.p.A. e Eni S.p.A. (cfr. C11695 - Cassa Depositi e Prestiti/Snam, provvedimento n. 23824 dell'8 agosto 2012, in Bollettino n. 32/2012.)]

⁷¹ [Relazione Annuale 2025]

86. Il tasso di *switching* ha subito un'accelerazione con la crisi energetica per tutte le categorie di piccoli clienti e in particolare per condomini e altri usi; per i domestici si è osservata una crescita più regolare del tasso di *switching*, che si è portato poco sopra il 20% nel 2024 (cfr. Figura 6). Dai dati ARERA emerge inoltre una certa eterogeneità dei tassi di *switching* a livello provinciale⁷².

Figura 6: evoluzione del tasso di switching nella vendita di gas naturale ai piccoli clienti 2018-2024



Fonte: Elaborazioni AGCM su dati ARERA

V.2.2 I principali operatori attivi nei mercati energetici alla clientela *retail*

87. La tabella seguente mostra le quote di mercato in volume a livello nazionale di alcuni tra i maggiori operatori, evidenziando l'esistenza di un mercato non concentrato a livello nazionale.

I maggiori operatori in termini di volumi venduti appaiono Plenitude ed Enel Energia, che competono con gruppi sorti dall'aggregazione di ex municipalizzate e alcuni operatori privati.

Tabella 5: evoluzione del mercato della vendita al dettaglio di gas naturale ai piccoli clienti – Quote in volume 2023-2024

		2024		2023	
Plenitude			[10-15]		[10-15]
Enel Energia			[5-10]		[10-15]
Gruppo Hera	Hera	[5-10]	[5-10]	[5-10]	[5-10]
	EstEnergy	[1-5]		[1-5]	
Gruppo A2A	A2A	[1-5]	[1-5]	[1-5]	[1-5]
	ACinque	[0-1]		[0-1]	
Iren Mercato			[1-5]		[1-5]
Edison Energia			[1-5]		[1-5]
Acea Energia + Umbria Energy			[0-1]		[0-1]
AGSM-AIM			[0-1]		[0-1]
Altri			[60-65]		[60-65]

Fonte: dati forniti dalle Parti e richieste di informazioni agli operatori concorrenti

88. I dati forniti da Acquirente Unico relativi alla distribuzione tra gli operatori dei punti di fornitura (punti di riconsegna o PDR) relativi ai clienti con consumi annui inferiori a 200.000 mc/anno nel periodo 31 dicembre 2023 – 30 settembre 2025 confermano un basso livello di concentrazione del settore a livello nazionale, dovuto alla presenza di un gran numero di piccoli operatori locali accanto agli operatori di maggiore dimensione. Il tasso di penetrazione dei nuovi entranti appare complessivamente marginale: le telco risultano ancora sostanzialmente assenti, mentre Poste

⁷² [Cfr. sito ARERA, dati e statistiche/dettaglio/tassi di cambio fornitore per provincia.]

Energia, pur avendo triplicato la propria quota tra il 2023 e il 2025, resta al di sotto del 2%; Octopus Energia ha lanciato la propria offerta gas solo nel 2025.

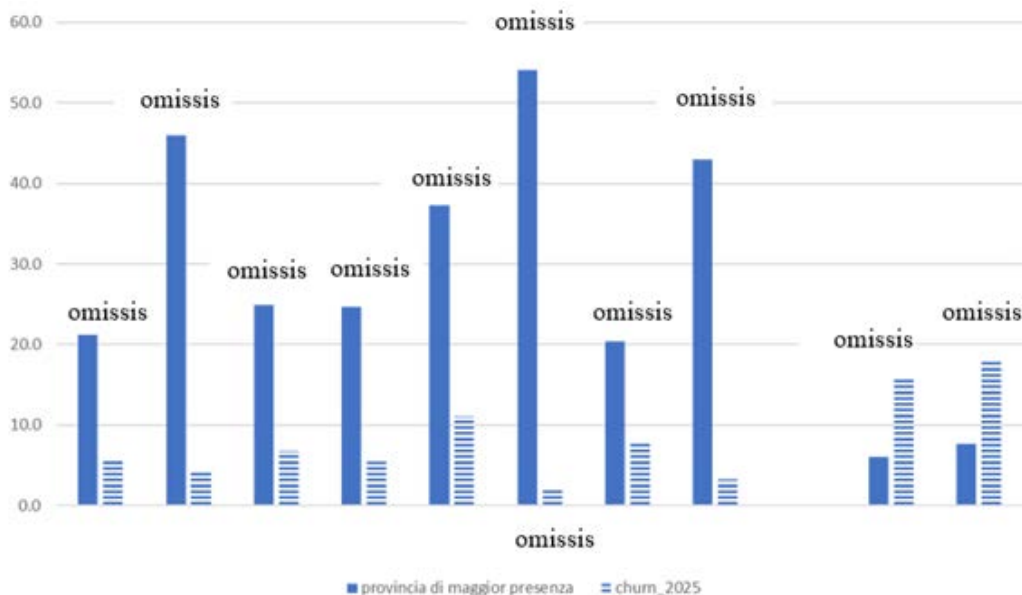
89. Gli stessi dati mostrano, coerentemente con quanto riportato da ARERA nel Monitoraggio Retail, che la maggior parte degli operatori è presente in tutte o quasi tutte le province italiane. Ciò tuttavia, anche in questo mercato, non si traduce in una presenza omogenea sul territorio: la maggior parte degli operatori di un qualche rilievo a livello nazionale serve un numero estremamente limitato di clienti nella maggior parte delle province e concentra clienti e vendite in poche province, spesso limitrofe. Ciò significa che accanto ad operatori effettivamente nazionali – i cui clienti sono distribuiti sul territorio nazionale in un modo simile alla distribuzione complessiva dei PDR dei piccoli clienti per provincia – vi sono diversi operatori di rilievo che possono essere invece caratterizzati come operatori con un forte radicamento territoriale in alcune province e/o regioni, pur mostrando una vocazione più o meno spiccata ad espandersi al di fuori delle aree di radicamento storico.

90. Ciò emerge chiaramente dall'analisi della distribuzione provinciale della base clienti per ciascuno dei maggiori operatori storici del settore riportata in Annex 3. Come osservato per l'energia elettrica, gli operatori storicamente presenti in determinate aree territoriali concentrano gran parte della propria clientela per il gas in poche province, coincidenti con dette aree; in tali province si osservano altresì tassi di *churn* molto contenuti rispetto a quelli riscontrati nelle altre aree territoriali di operatività, elemento che evidenzia, per il singolo operatore, una correlazione di segno negativo tra presenza nella provincia e tasso di *churn*.

91. La Figura 7 offre una sintesi di tali elaborazioni, riportando per ciascun operatore la provincia di maggior presenza, in termini di numero di utenti, e il relativo tasso di *churn*. Ai fini di questa analisi sono stati utilizzati i dati di 10 dei principali operatori attivi in Italia, che rappresentano complessivamente oltre il 65% del totale clienti a livello nazionale. La figura mostra come ben otto di tali operatori (Plenitude, Hera Comm, A2A Energia Iren Mercato, Acea Energia, Dolomiti Energia, Estenergy, e AGSM AIM Energia) concentrino una parte molto significativa della propria attività in una singola provincia, in genere coincidente con i territori che i distributori appartenenti allo stesso gruppo hanno storicamente servito⁷³. Inoltre, dalla figura si può evincere come i relativi tassi di *churn* in tali province siano molto contenuti, a testimonianza della forza del marchio dell'operatore storico.

92. Per contro, i due *player* a vocazione maggiormente nazionale (Enel e Edison), che non hanno una specifica connotazione territoriale, si caratterizzano per concentrare una quota significativamente più bassa della propria clientela in una singola provincia (al massimo [5-10]% della propria clientela totale), in quanto distribuiscono la propria clientela in maniera più omogenea tra le province italiane. Di conseguenza, anche i relativi tassi di *churn* assumono valori ben più elevati di quelli registrati dai *player* più storicamente radicati nei propri territori.

Figura 7: provincia di maggior presenza e relativo tasso di churn per i principali operatori attivi in Italia, dati al 30.09.2025



Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

93. Tali evidenze mostrano come il radicamento storico degli operatori si rifletta tuttora nel loro differente posizionamento a livello locale, determinando una sostanziale differenziazione della concorrenza per aree territoriali.

⁷³ [Ad esempio, [primario operatore storico] detiene quasi il 50% della propria clientela nella provincia di [radicamento storico], [operatore storico con base regionale] oltre il 50% nella provincia di [radicamento storico], [operatore storico con base regionale] oltre il 40% nella provincia di [radicamento storico] e così via.]

V.2.3 I canali di vendita

94. Dalle informazioni acquisite nel corso dell'istruttoria da un gruppo di operatori sia a vocazione nazionale che con un forte radicamento locale, che servono oltre il 60% dei piccoli clienti italiani e rappresentano circa 50% delle nuove acquisizioni di clienti nel 2024-25, emerge che il canale di acquisizione prevalente è quello fisico, seguito da quello telefonico (cfr. **Tabella 6**). Il canale fisico ha rappresentato tra il 38% e l'87% delle acquisizioni di clienti nel 2024 e tra il 50% e 92% nel 2025 per gli operatori che preferiscono tale canale. I canali digitali risultano ancora minoritari per la maggior parte degli operatori, con l'eccezione di [primario operatore storico] e di [primario operatore storico], per i quali si tratta dei canali più importanti; anche tali operatori hanno visto tuttavia aumentare la quota delle acquisizioni attraverso il canale fisico tra il 2024 e il 2025. Grazie al peso di [primario operatore storico] nel settore, il canale digitale risulta tuttavia responsabile di una quota maggiore di acquisizioni rispetto al mercato elettrico.

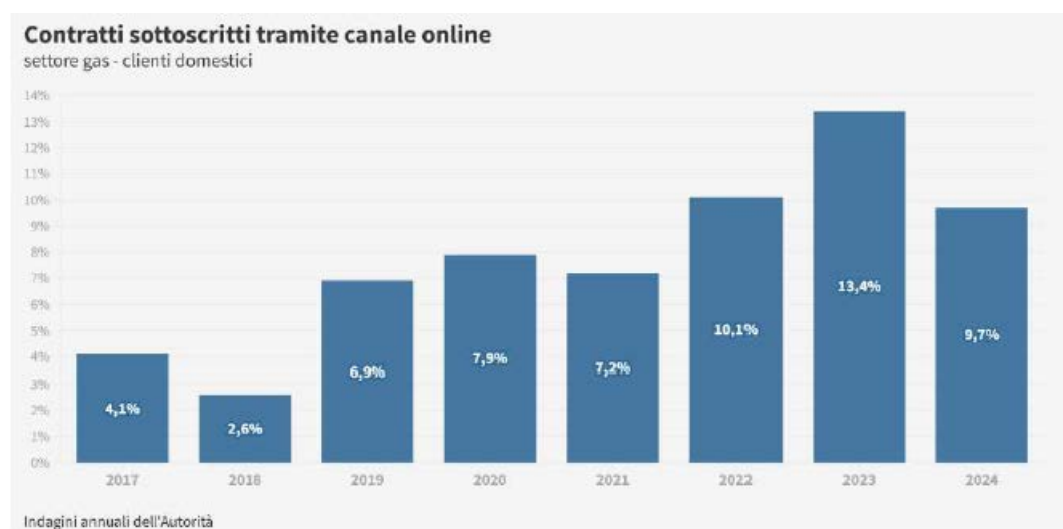
Tabella 6: peso canali di vendita

[omissis]

Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dagli operatori del mercato

95. La ridotta rilevanza del canale digitale trova riscontro nel Monitoraggio Retail 2024 di ARERA, in cui il regolatore ha osservato come, nonostante le offerte *online* siano potenzialmente più convenienti, anche nel settore gas sono ancora residuali i domestici con contratti in essere nel 2024 sottoscritti *online*⁷⁴. ARERA rileva una percentuale pari al 9,5%, in diminuzione rispetto al 2022-23 (Cfr. **Figura 8**).

Figura 8: contratti in essere sottoscritti tramite il canale online, settore gas



Fonte: ARERA

96. Per quanto riguarda l'importanza del canale fisico nelle strategie commerciali degli operatori sentiti in audizione, si rimanda a quanto già evidenziato nella sezione relativa alla vendita al dettaglio ai clienti domestici dell'energia elettrica (cfr. sez. V.1.3).

Si osserva come, anche nel settore del gas, l'aumento dei tassi di *switching* a seguito della crisi energetica, in particolare per i piccoli clienti con maggiori consumi, abbia reso ancora più importante la disponibilità di punti di ascolto e consulenza sui costi energetici e di proposta di soluzioni energeticamente più efficienti o semplicemente economicamente più convenienti, aprendo nel contempo la possibilità per le imprese di offrire beni e servizi complementari.

V.2.4 La differenziazione delle offerte su base territoriale

97. Anche per quanto riguarda la vendita al dettaglio di gas naturale ai piccoli clienti, dall'istruttoria è emerso che le offerte commerciali sono generalmente caratterizzate da prezzi non differenziati territorialmente.

Tuttavia, anche in questo caso dalle risposte emerge: (i) che alcune offerte sono state commercializzate prevalentemente in determinati territori, pur essendo astrattamente disponibili su tutto il territorio nazionale a prezzi omogenei e (ii) che alcuni operatori hanno utilizzato offerte specificamente disegnate per determinati territori, con prezzi specifici per tali offerte.

98. Analogamente a quanto rilevato con riferimento al mercato elettrico, anche in quello della vendita al dettaglio di gas l'omogeneità del prezzo a livello nazionale per le offerte astrattamente disponibili per tutto il territorio nazionale è

⁷⁴ [Cfr. Rapporto 486/2025/1/com, Monitoraggio Retail - Rapporto per l'anno 2024, pp. 104-105.]

stata giustificata in base ad esigenze di *marketing*, mentre nessuno degli operatori sentiti ha attribuito tale omogeneità all'esistenza di condizioni di concorrenza omogenee a livello nazionale né a una impossibilità tecnica di individuare il territorio di localizzazione del PDR.

99. In ogni caso, le offerte "nazionali" possono poi essere declinate localmente attraverso promozioni mirate⁷⁵.

100. Le evidenze raccolte hanno mostrato che offerte astrattamente disponibili per l'intero territorio nazionale sono state tuttavia proposte prevalentemente in certi territori, anche sfruttando il peso dei canali fisici di acquisizione⁷⁶. In altri termini, gli operatori territorialmente connotati hanno continuato a concentrare la propria azione di vendita principalmente nei territori di radicamento storico e quelli immediatamente limitrofi, nonché nei territori dove comunque il proprio marchio è noto grazie alla presenza impiantistica o alla fornitura di servizi pubblici locali.

101. Anche operatori nazionali hanno adottato offerte commerciali con condizioni economiche specifiche a livello locale. Ad esempio, Enel Energia ha dichiarato di aver adottato anche per il gas naturale offerte con condizioni economiche differenziate a livello territoriale sia nel 2024 che nel 2025, che hanno rappresentato il [meno del 10%] delle nuove acquisizioni⁷⁷. Anche [primario operatore storico], nel quadro delle azioni volte a consolidare la base clienti nelle province di radicamento storico, a seguito dell'apertura di nuovi punti vendita fisici nel 2024 anche per il gas naturale ha lanciato una offerta dedicata alle province di [radicamento storico], volta a "*incentivare la fidelizzazione dei clienti con un livello di consumo medio presso i punti vendita fisici*", che ha rappresentato circa il [10-20]% delle nuove acquisizioni del 2024.

102. Infine, [primario operatore storico] ha affermato di avere la possibilità di differenziare le politiche di *retention* a livello sia locale che di singolo cliente⁷⁸, mentre [operatore storico con base regionale] ha pianificato il lancio di campagne di *retention* mirate ai territori diversi da quelli di radicamento storico⁷⁹, dove il *churn* è più alto.

V.2.5 La dimensione geografica del mercato rilevante nelle dichiarazioni degli operatori auditi

103. In audizione Edison Energia ed Enel Energia hanno affermato di ritenere anche con riferimento al gas naturale che l'estensione geografica del mercato rilevante sia ancora locale.

Edison Energia anche per il mercato della vendita al dettaglio di gas ha ritenuto che una dimensione geografica nazionale non consentirebbe di cogliere l'eterogeneità delle condizioni di concorrenza locali rappresentando al più "*una sommatoria di mercati locali ognuno con le proprie specificità, dove molti consumatori ancora tendono a mantenere il fornitore di radicamento storico*".

Enel Energia ha evidenziato come le considerazioni espresse circa la permanenza di una dimensione locale del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici possano in una certa misura applicarsi anche alla vendita al dettaglio di gas naturale ai piccoli clienti, pur osservando che in questo mercato viene meno "*l'ancoraggio storico dato dal servizio di maggior tutela che, come ben noto, [nel mercato del gas] poteva essere offerto da tutti gli operatori. D'altro canto, però, si rileva che le caratteristiche dei consumi possono essere molto diverse a livello di ambiti territoriali*".

104. Infine, le medesime considerazioni svolte da AGSM-AIM circa il fatto che il mercato sia ancora in una fase di transizione⁸⁰ valgono anche per la vendita del gas naturale.

V.2.6 L'incentivo ad aumentare i prezzi

105. Anche per questo mercato si è proceduto in istruttoria a un'analisi della possibilità in capo a Plenitude di aumentare i prezzi per effetto dell'Operazione. In maniera analoga al mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici, sono stati quindi considerati i *diversion ratios* e l'indice GUPPI.

⁷⁵ [Cfr. verbale audizione Edison Energia, risposta A2A alla richiesta di informazioni.]

⁷⁶ [In particolare, con riferimento alle offerte che hanno rappresentato circa l'80% dei nuovi clienti acquisiti nel 2024 e nel 2025:

- [primario operatore storico] ha proposto tali offerte prevalentemente in [omissis] – area di radicamento storico della società – nonché, per alcune di esse, [3 regioni] nel 2024 e [4 regioni] nel 2025; secondo quanto indicato dalla società, anche offerte veicolate via Internet (sito aziendale, comparatori web) sono state proposte prevalentemente in [regione di radicamento storico e regione limitrofa] nel 2024 e nel 2025;
- [operatore storico di rilievo regionale] ha proposto tali offerte nelle province di radicamento storico della [omissis] e, in misura minore, nella provincia di [omissis];
- [operatore storico con base regionale] ha proposto le offerte dedicate ai canali fisici prevalentemente in [regione di radicamento storico];
- [operatore storico multiregionale] ha proposto le proprie offerte prevalentemente attraverso canali fisici in [regioni di radicamento storico e limitrofe];
- [primario operatore storico] ha proposto le proprie offerte prevalentemente attraverso canali fisici in [regioni di radicamento storico e limitrofe].]

⁷⁷ [Anche in questo caso valgono le considerazioni riportate nel verbale audizione Enel Energia, secondo cui Enel Energia ha impiegato "tale tipologia di offerte [...] [omissis]".]

⁷⁸ [Cfr. risposta alla richiesta di informazioni.]

⁷⁹ [Cfr. [omissis].]

⁸⁰ [Secondo AGSM-AIM, come già menzionato, "il mercato non presenta vincoli fisici o giuridici all'entrata a livello nazionale; tuttavia, una strategia nazionale costa molto e richiede quindi significative risorse finanziarie, di cui solo pochi operatori dispongono. A fronte di ciò, gli operatori medio-piccoli si concentrano piuttosto sul presidio della propria customer base a livello locale, pur perseguendo opportunità di sviluppo a livello nazionale anche per contrastare la concorrenza da parte degli stessi operatori nazionali. Il mercato si trova dunque in una fase di transizione [...]" (cfr. doc. 73.1).]

106. A tale riguardo, il *diversion ratio* da AE a Plenitude nella provincia di Roma è stato del [20-30]% circa nel 2024 e circa del [20-30]% nei primi 9 mesi del 2025. Parallelamente, il *diversion ratio* da Plenitude a AE nella medesima provincia è stato del [1-10]% nel 2024 e del [1-10]% nei primi 9 mesi del 2025.

107. Tali valori del *diversion ratio* suggeriscono innanzitutto come le Parti siano dei concorrenti stretti, benché il vincolo competitivo che esercitano una sull'altra sia asimmetrico. Infatti, Plenitude esercita un vincolo competitivo significativo su AE, in quanto la quota di clienti in uscita da quest'ultimo e acquisita da Plenitude è stata pari al [20-30]% circa nel 2024 ed è aumentata a circa il [20-30] nei primi 9 mesi del 2025; si tratta di valori superiori alla soglia, pari al 20%, generalmente considerata critica per un DR nella prassi dell'Autorità⁸¹. Viceversa, la pressione concorrenziale esercitata da AE su Plenitude appare più limitata, essendo il DR di Plenitude verso AE non superiore al 10%.

108. Sulla base delle informazioni fornite dalle Parti, il GUPPI di AE può essere stimato nell'ordine del 7,5 % nel 2024 e del 9% nel 2025; il GUPPI di Plenitude può essere stimato nell'ordine del 5,8% nel 2024 e del 4,7% nel 2025 (cfr. Annex 1).

V.2.7 La posizione delle Parti

La posizione di Plenitude

109. Anche per il mercato della vendita al dettaglio di gas naturale ai piccoli clienti, le Parti propendono per un'estensione nazionale, in ragione:

(i) della limitazione delle tariffe regolate ai soli clienti vulnerabili (peraltro in questo caso offribili da parte di qualsiasi operatore) che riguardano comunque una porzione ancora più residuale della domanda, posto che al 2025 il mercato libero si estende al 99% dei condomini *retail* e all'88% circa dei clienti domestici, senza significative differenze nelle varie province italiane, a testimonianza della prevalenza di condizioni di concorrenza uniformi a livello nazionale;

(ii) dei significativi tassi di *switching*, non inferiori al 18%, registrati da ARERA per tutte le tipologie di piccoli clienti;

(iii) della presenza nazionale di tutti i maggiori operatori del settore;

(iv) "[della] *portata nazionale pressoché uniforme*" delle offerte commerciali degli operatori;

(v) della prevalenza di canali non fisici per l'acquisizione di nuovi clienti;

(vi) dell'unitarietà delle strategie di approvvigionamento della *commodity* a monte e del parametro dell'indice PSV, determinante del costo del gas che riflette un meccanismo di formazione del prezzo centralizzato.

110. A ogni modo, secondo la Parte, l'Operazione non susciterebbe preoccupazioni concorrenziali qualunque fosse la delimitazione geografica considerata, per motivazioni per larga parte analoghe a quelle presentate per l'energia elettrica: presenza di nuovi operatori innovativi con alta capacità di penetrazione, soprattutto attraverso il canale digitale; esistenza di *player* con brand già rinomati che potranno penetrare maggiormente nel gas a partire dalla presenza nell'elettrico (ad esempio, vincitori aste STG), in ragione della possibile complementarità delle due *commodities*; canali di acquisizione che prevalentemente prescindono dalla presenza territoriale e offerte anche in questo settore tendenzialmente uniformi su base nazionale, a parte rari casi legati a situazioni particolari.

111. Plenitude ripropone inoltre la tesi secondo cui le Parti non rappresentano dei *close competitors*. Sul punto, viene in primo luogo osservato che Acea Energia nel gas non può essere considerata un operatore focalizzato nel territorio (della Regione Lazio o della Provincia di Roma)⁸²; anche il tasso di acquisizione della clientela fuori dalle aree di riferimento storico sarebbe elevato e in costante crescita negli ultimi tre anni, trainato anche dalla *partnership* con Wind Tre. Con riferimento agli *switching*, emergerebbe, in secondo luogo, come AE intercetti una quota marginale dei clienti di Plenitude che decidono di cambiare operatore, e proprio a livello locale i tassi di *switching* a vantaggio di AE sono inferiori alla sua quota relativa, a differenza di quanto ci si potrebbe attendere data l'importanza del marchio in dette aree. Tale limitata capacità di attrazione di AE nella zona del Lazio e nella Provincia di Roma sembrerebbe trovare parziale spiegazione nel fatto che vi sono operatori con proposte tariffarie più aggressive di quelle di AE. In ultima analisi, secondo la Parte, i dati testimonierebbero che le società Plenitude e AE non rappresentano la prima alternativa, su base reciproca, a Roma e nel Lazio (né tantomeno a livello nazionale) e, dunque, l'Operazione non eliminerebbe un importante vincolo concorrenziale per Plenitude.

112. Nella memoria intermedia inviata nel corso dell'istruttoria⁸³, relativamente alla presenza di offerte "locali" nel mercato della vendita *retail* di gas a piccoli clienti, Plenitude ha sottolineato che è la stessa ARERA a evidenziare l'elevata competitività del mercato di vendita *retail* di gas. Inoltre, i primi 10 operatori attivi sul mercato in esame - che rappresentano circa il 75% dell'offerta - non differenziano le condizioni di fornitura su base territoriale. Sicché nel mercato *retail* del gas non vi sarebbe una propensione apprezzabile alla differenziazione geografica delle offerte, al di là di frange irrilevanti.

⁸¹ [Cfr. C12247B - Bdc Italia-Conad/Auchan, cit. e C12488 - Bubbles Bidco/Quattro, cit..]

⁸² [Considerando la clientela complessiva di Acea Energia e Umbria Energy sul mercato della vendita di gas naturale a clienti con consumi annui inferiori a 200.000 mc, nel 2024 risultava collocato al di fuori della Regione Lazio il [50-60]% della clientela in termini di PDR (il [70-80]% in termini di volumi) e al di fuori della Provincia di Roma il [60-70]% ([70-80]% in termini di volumi).]

⁸³ [Cfr. doc. 62.]

113. Nella memoria finale⁸⁴, Plenitude ha ripercorso anche per il settore della vendita *retail* di gas naturale argomentazioni simili a quelle svolte per la vendita di energia elettrica, sottolineando in primo luogo il passo indietro fatto dalla CRI rispetto alla definizione di un mercato almeno su base regionale seguita in alcuni casi precedenti, avendo l'Autorità espressamente riconosciuto in passato le importanti differenze rispetto al settore elettrico, in termini di minore diffusione dell'integrazione verticale tra distribuzione e vendita e di assenza di riserva per il servizio di tutela. La memoria ha poi ribadito anche per tale settore la carenza e parzialità delle analisi svolte, che non avrebbero consentito una valutazione prospettica dei mercati e dell'Operazione ma solo un'analisi statica.

114. Ancora, nella memoria finale, Plenitude ha sottolineato che la CRI avrebbe attribuito un peso eccessivo alla quota di mercato espressa in PDR, mentre più correttamente il primo riferimento dovrebbe essere costituito dalle quote di mercato espresse in volume (tale elemento rileva in particolare per il settore del gas naturale, data la divergenza che i due valori possono assumere). In particolare, [omissis].

115. Per quanto riguarda il GUPPI, si rimanda ai rilievi riportati per il mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici.

V.3 IL MERCATO DELLE INFRASTRUTTURE PUBBLICHE DI RICARICA PER I VEICOLI ELETTRICI

V.3.1 L'attività delle Parti

116. Umbria Energy opera come CPO attraverso [70-90] punti di ricarica installati in [40-50] siti localizzati nel Comune di Terni; di questi [70-90] punti sono di tipo *quick* (potenza fino a 22 kW), mentre i rimanenti [omissis] sono di tipo *fast* (potenza tra 22 e 100 kW) e sono concentrati [omissis].

Tale società offre inoltre servizi di ricarica alla clientela finale.

117. Plenitude opera come CPO e offre servizi di ricarica a livello nazionale.

Nel Comune di Terni Plenitude è presente solo con [1-10] punti di ricarica di tipo *quick*, installati [omissis], gestiti dalla controllata Plenitude On The Road S.r.l. (di seguito, "POTR"). Nella Provincia di Terni vi sono [70-90] punti gestiti da POTR, [70-90] in bassa potenza e [omissis] in alta potenza.

118. L'Operazione creerà dunque sovrapposizioni orizzontali sia nel mercato della gestione delle infrastrutture di ricarica pubbliche, sia nel mercato dell'offerta dei servizi di ricarica.

V.3.2 La posizione delle Parti

119. Le Parti nel formulario hanno argomentato a favore di una estensione geografica nazionale di tale mercato, in linea con i precedenti eurounitari e con il caso nazionale C12404 - *ENEL X-Volkswagen Finance Luxembourg/JVC*⁸⁵, nel quale l'estensione geografica del mercato, pur essendo stata definita in prima battuta nazionale, era stata lasciata, in ultima analisi, aperta.

120. In tal senso militerebbero la circostanza per cui i listini e i modelli di servizio offerti dai CPO (canoni di accesso, tariffazione a kWh) sono generalmente fissati su base nazionale, senza differenziazione delle politiche di prezzo a livello locale, anche in considerazione del fatto che gli stessi clienti (gli MSP) sono perlopiù attivi a livello nazionale, ed è su tale base che vengono negoziati gli accordi di interoperabilità. Inoltre, anche sotto un profilo normativo, i piani di sviluppo infrastrutturale e gli incentivi statali sono regolati a livello nazionale, circostanza che rende omogenee le condizioni di concorrenza sul territorio.

121. A ogni modo, le Parti ritengono che la definizione del mercato delle infrastrutture di ricarica a bassa potenza possa essere lasciata aperta, anche in considerazione dell'esiguità delle attività di Umbria Energy nel settore. Quand'anche si dovessero analizzare le relazioni competitive tra le Parti a livello di *catchment areas*, infatti, secondo Plenitude, emerge una limitatissima presenza di quest'ultima nelle isocrone di 4 km di raggio intorno ai centroidi di Umbria Energy (in [quasi tutti] casi si tratta di un solo e medesimo sito) e la presenza di almeno un sito di proprietà di un concorrente in ciascuna di esse. Tracciando isocrone di dimensione più piccola (poste dalla Parte a 2 km di raggio intorno ai centroidi), il numero di *catchment areas* in cui si registra una sovrapposizione si riduce ulteriormente.

122. Nella memoria finale⁸⁶, Plenitude ha sottolineato che qualunque valutazione del mercato della mobilità elettrica dovrebbe partire dalla considerazione dello stato embrionale dello stesso, in cui le condizioni concorrenziali non possono essere interpretate in chiave statica, ma devono essere necessariamente lette in una prospettiva dinamica e soggetta a rapido cambiamento. Rileva in particolare la forte espansione che sta avendo il mercato dei CPO, essendo peraltro caratterizzato da assenza di ostacoli rilevanti all'accesso e all'avvio di attività da parte degli operatori. In questo senso, la CRI avrebbe errato nel mutuare l'analisi di tale mercato dal procedimento per abuso recentemente concluso dall'Autorità nel medesimo settore, avendo l'analisi di un'operazione di concentrazione valenza intrinsecamente diversa. Rileverebbe poi la circostanza per cui la domanda nel mercato dei CPO non è espressa dagli utenti finali ma dagli MSP, i quali stipulano contratti unici a livello nazionale con i CPO, non avendosi alcuna differenziazione dei corrispettivi a livello locale.

123. Peraltro, secondo Plenitude, una definizione così ristretta del mercato rilevante (per *catchment areas*, e con raggi particolarmente contenuti, che non rispecchiano secondo la Parte la reale disponibilità dei consumatori a

⁸⁴ [Cfr. doc. 150.]

⁸⁵ [provvedimento n. 29945 del 9 dicembre 2021, in *Bollettino* n. 51/2021.]

⁸⁶ [Cfr. doc. 150.]

spostarsi) rischierebbe di sortire effetti perversi e distorsivi, non auspicabili per la diffusione della mobilità elettrica, [omissis].

VI. I RIMEDI PROPOSTI DA PLENITUDE

124. Plenitude, pur non ritenendo fondate le argomentazioni della Comunicazione delle Risultanze Istruttorie, nella memoria del 12 febbraio 2026 ha formulato alcune proposte di rimedi volti a far venir meno le preoccupazioni concorrenziali dell'Autorità nei mercati precedentemente analizzati.

125. Con riferimento al mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica a clienti domestici nella provincia di Roma, Plenitude ha comunicato di aver "sottoscritto un accordo vincolante⁸⁷ con Acea [S.p.A.] per effetto del quale [...] l'Operazione non includerà più la partecipazione nella società Servizio Elettrico Roma S.p.A. Tale partecipazione pertanto rimarrà nella disponibilità di Acea [S.p.A.]". Tale accordo vincolante stabilisce tra l'altro che [omissis]. La rinuncia all'acquisizione di SER è stata effettuata attraverso un accordo modificativo e integrativo dello *Share Purchasing Agreement*, siglato dalle Parti in data 19 febbraio 2026, e pervenuto in data 20 febbraio 2026⁸⁸.

126. Posto che SER è la società in cui sarà conferito il ramo di azienda di AE attivo nella fornitura di energia elettrica alla clientela vulnerabile nei comuni di Roma e Formello, secondo Plenitude, in virtù di tale accordo, essa rinuncia all'acquisizione di un pacchetto di circa [150.000 – 200.000] clienti, pari al [5-10] % dei POD della provincia di Roma e rappresentanti circa il [5-10]% del volume totale di energia consumato nella stessa provincia (dati al 31/12/2024).

127. Secondo Plenitude, "tale *dismissione* [porterebbe] la quota di mercato dell'entità risultante dall'Operazione in provincia di Roma [...] ad un livello ben inferiore alla soglia di attenzione del 40%: la quota post-merger sarebbe [inferiore al 35%] sia in termini di POD che di volumi. In entrambi i casi, la posizione di Plenitude risulterebbe pari, se non inferiore, a quella dell'incumbent nazionale Enel".

128. Inoltre, con riferimento sia al mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica a clienti domestici, sia al mercato della vendita al dettaglio di gas naturale a clienti con consumi inferiori ai 200.000 mc annui, Plenitude si è "vincola[ta] ad assumere un impegno comportamentale relativo alla propria clientela situata in provincia di Roma [...] strutturat[o] nei termini che seguono e in modo da eliminare in radice il rischio che Plenitude intraprenda le azioni commerciali mirate su base territoriale che gli Uffici nella CRI hanno identificato come specifica ragione del proprio intervento":

"- sino alla migrazione le condizioni economiche di tutti i clienti di AE della provincia di Roma non saranno oggetto di modifiche"; Plenitude ha precisato che "Rimangono ovviamente salve eventuali modifiche funzionali all'adeguamento all'evoluzione della regolazione applicabile (es. Delibera 386/2025/R [salvo specifiche eccezioni legate al contesto regolatorio e/o alle caratteristiche di alcuni contratti]";

- all'esito della migrazione tutti i clienti di AE nella provincia di Roma diventeranno a tutti gli effetti clienti Plenitude e (i) transiteranno su condizioni economiche corrispondenti [omissis] a quelle godute al momento della migrazione e (ii) riceveranno il medesimo trattamento della customer base di Plenitude in termini di customer care e di accesso alle promozioni e alle offerte;

- dal momento della migrazione e per i 24 mesi successivi, Plenitude [impegno a non discriminare su base territoriale]".

129. L'impatto dell'impegno comportamentale sul mercato della vendita al dettaglio di gas naturale ai piccoli clienti andrebbe anche valutato, a detta di Plenitude, alla luce dell'"effetto combinato derivante dalla modifica del perimetro dell'Operazione con l'esclusione della partecipazione in SER [...]. [omissis] circostanza che farebbe venire meno anche le specifiche preoccupazioni dell'AGCM per cui la combinazione delle forniture derivante dall'Operazione avrebbe potuto "essere sfruttat[a] da Plenitude per far sottoscrivere contratti dual fuel e/o per vendere beni e servizi complementari condizionati alla fornitura delle commodities energetiche da parte di Plenitude".

130. Infine, con riferimento al mercato delle infrastrutture di ricarica a bassa potenza e servizi di CPO nell'area del Comune di Terni, Plenitude ha assunto il "formale impegno a cedere, entro [omissis] dal closing dell'Operazione, prorogabili di [omissis] – previa comunicazione all'Autorità – nel caso in cui nel primo termine non fosse individuato un acquirente, la stazione di ricarica di Plenitude On The Road individuata nella CRI come interferente con le catchment areas servite da Umbria Energy".

131. Plenitude ha proposto che l'ottemperanza all'impegno comportamentale sopra descritto sia "garantita da un soggetto fiduciario ("Monitoring Trustee") in possesso dei necessari requisiti di indipendenza e professionalità in osservanza alla prassi dell'Autorità. In particolare, Plenitude si impegna a proporre entro sessanta giorni dalla notifica dell'eventuale provvedimento di autorizzazione dell'Operazione la nomina di un Monitoring Trustee (i) indipendente rispetto a Plenitude e alle imprese facenti parte del Gruppo ENI; (ii) in possesso delle qualifiche necessarie per svolgere il suo mandato; (iii) che non sia, né sia stato esposto, a un conflitto di interessi rispetto a Plenitude e alle imprese facenti parte del Gruppo ENI. In particolare, in coerenza con la prassi dell'Autorità, il nominativo del Monitoring Trustee verrà individuato tra quelli di soggetti che non abbiano ricoperto alcun incarico significativo per conto di tali soggetti nei due anni precedenti la propria nomina. La proposta di nomina del Monitoring Trustee

⁸⁷ [Cfr. [omissis].]

⁸⁸ [Cfr. doc 157.1.]

conterrà: (i) il nominativo e il curriculum del Monitoring Trustee; (ii) informazioni sufficienti per consentire all'Autorità di verificare che il soggetto proposto come Monitoring Trustee soddisfi i requisiti di professionalità e indipendenza; (iii) i termini del mandato proposto, che comprenderanno tutte le disposizioni necessarie per consentire al Monitoring Trustee di adempiere in modo indipendente ai suoi obblighi e (iv) un piano di lavoro che descriva come il Monitoring Trustee svolgerà il monitoraggio dei rimedi".

VII. VALUTAZIONI

VII.1 IL MERCATO DELLA VENDITA AL DETTAGLIO DI ENERGIA ELETTRICA AI CLIENTI DOMESTICI

VII.1.1 Il mercato rilevante

Dimensione merceologica

132. Per costante prassi eurounitaria e nazionale, nella vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti allacciati in bassa tensione si individuano mercati rilevanti distinti per i clienti domestici e per quelli non domestici (esercizi commerciali, artigiani, professionisti, imprese industriali e di servizi).

Il mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici si compone storicamente di un segmento a prezzo non regolato (il "mercato libero") e di un segmento a prezzo regolato - costituito, fino al 30 giugno 2024, dal SMT e oggi sostituito dal SMTv e dal STG.

133. Nella prassi costante dell'Autorità, il segmento regolato e quello non regolato sono stati considerati parti dello stesso mercato rilevante, principalmente in virtù dell'assenza di barriere al passaggio da un segmento all'altro e del fatto che i prezzi regolati costituissero un *benchmark* concorrenziale per il mercato libero. Tale impostazione è stata mantenuta anche nei più recenti provvedimenti⁸⁹, successivi alla gara per l'assegnazione della gestione del STG per i clienti non vulnerabili nei diversi ambiti territoriali individuati da ARERA.

134. Ai fini della presente valutazione, si ritiene di confermare la prassi dell'Autorità, che individua un unico mercato rilevante comprendente sia il segmento non regolato (mercato libero) che i segmenti regolati (STG e SMTv).

Dimensione geografica

135. L'Autorità nella sua prassi ha sempre considerato che l'estensione geografica del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici avesse una dimensione locale.

Nella prassi più risalente dell'Autorità tale estensione è stata delimitata all'area in cui insisteva la concessione del distributore di energia elettrica, che aveva venduto l'energia elettrica in regime di monopolio regolato ai clienti c.d. "vincolati" prima della liberalizzazione del mercato. Successivamente, l'Autorità ha continuato a considerare una dimensione del mercato locale, influenzata dall'assegnazione dei clienti domestici al regime di maggior tutela; le società di vendita che esercivano a livello locale il SMT, che nelle prime fasi della liberalizzazione serviva la quasi totalità dei clienti domestici, erano infatti nate dal conferimento a società separate dei rami d'azienda dei distributori locali che si occupavano della vendita di energia elettrica ai clienti domestici e alle piccole imprese. Tale delimitazione evidenziava quindi la ridotta contendibilità della base clienti dell'esercente il SMT nelle prime fasi della liberalizzazione del mercato, dovuta alla fedeltà al marchio del distributore e all'incertezza sulle prestazioni dei venditori sul mercato libero.

Il progressivo passaggio al mercato libero dei clienti domestici, indebolendo il legame con il fornitore storico, ha aumentato la contendibilità dei clienti in maggior tutela e ha condotto ad un ampliamento dell'estensione geografica del mercato rilevante⁹⁰, delimitato in prima approssimazione all'ambito provinciale.

Nei provvedimenti di non avvio istruttoria successivi alla gara per l'assegnazione della gestione del STG, pur essendo esplicitamente riconosciuto che, "A seguito del progressivo abbandono degli esercenti la maggior tutela da parte della maggioranza dei clienti, l'ambito di concorrenza tra gli operatori si è ampliato, pur mantenendosi influenzato dal radicamento storico dei player più importanti", la definizione dell'estensione geografica del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici è stata mantenuta aperta⁹¹. L'analisi strutturale è stata svolta

⁸⁹ [Cfr., ad esempio, C12734 - Tremagi Energia / Wekiwi, provvedimento n. 31617 del 1° luglio 2025, in Bollettino n. 28/2025; C12644 - A2A/Ramo d'azienda di E-Distribuzione, provvedimento n. 31298 del 23 luglio 2024, in Bollettino n. 32/2024; C12648 - IREN - EGEA / EGEA Holding, provvedimento n. 31277 del 26 giugno 2024, in Bollettino n.28/2024.]

⁹⁰ [Cfr. C12257 - HERA/Ascopiave, provvedimento n. 27939 dell'8 ottobre 2019, in Bollettino n. 42/2019; C12276 - A2A Energia/ASM Energia, provvedimento n. 28107 del 28 gennaio 2020, in Bollettino n. 7/2020; C12508 - ENI Plenitude/PLT Energia-SEF, provvedimento n. 30443 del 21 dicembre 2022, in Bollettino n. 2/2022 e C12562 - Vivigas/Milano Gas e Luce, provvedimento n. 30770 del 5 settembre 2023, in Bollettino n. 36/2023.]

⁹¹ [Cfr. C12734 - Tremagi Energia / Wekiwi, cit.; C12644 - A2A / Ramo d'azienda di E-Distribuzione, cit.; C12648 - IREN - EGEA / EGEA Holding, cit.; C12626 - Ecosuntek-Sergio Marinangeli/+Energia, provvedimento n. 31188 del 30 aprile 2024, in Bollettino n. 20/2024; SP182 - Poste Italiane/Fornitura di energia elettrica e gas, provvedimento n. 31138 del 26 marzo 2024, in Bollettino n. 12/2024 e C12726 - Poste Italiane / Telecom Italia, cit..]

considerando conservativamente le quote di mercato a livello provinciale⁹² o talvolta prendendo in considerazione le quote di mercato a livello sia provinciale che regionale⁹³ oppure sia provinciale che nazionale⁹⁴.

136. Coerentemente con tale approccio, in sede di avvio dell'istruttoria si è considerata prudenzialmente una estensione geografica locale del mercato sia provinciale che regionale.

137. Gli elementi acquisiti nel corso dell'istruttoria indicano in modo concordante che la transizione a un mercato nazionale non si è ancora compiuta, permanendo un elevato grado di eterogeneità nelle condizioni competitive a livello territoriale, e che perciò la competizione mantiene una significativa dimensione locale.

138. Tale conclusione si fonda, in particolare, sulla considerazione dei seguenti fattori:

i. a livello puramente strutturale, permane una significativa concentrazione territoriale della clientela dei maggiori operatori (che si riflette anche nelle quote di mercato a livello provinciale) alla quale corrisponde una differenziazione dei tassi di *churn*, più bassi nelle aree di radicamento storico; tale concentrazione appare quindi permanere nonostante la prevalenza del mercato libero, i risultati delle aste STG e i significativi tassi di *switching* evidenziati da Plenitude a sostegno dell'estensione nazionale del mercato;

ii. quanto ai canali di vendita, è emersa una prevalenza del ricorso ai canali fisici da parte dei maggiori concorrenti di Plenitude e della stessa Acea Energia, che contraddice l'enfasi posta dalle Parti sullo sviluppo dei canali digitali, i quali risultano, al contrario, ancora minoritari a livello di mercato⁹⁵, e che permette una declinazione locale delle strategie commerciali, con alcune rilevanti conseguenze:

- la differenziazione delle offerte per canale e la proposizione delle stesse mediante i canali fisici prevalentemente in determinate aree piuttosto che altre determina nei fatti una differenziazione dei prezzi medi offerti per area geografica;
- la centralità dei negozi fisici, dei corner e degli stand rende la capillarità della presenza di tali punti una variabile competitiva importante a livello locale, che non appare facilmente replicabile da un nuovo entrante a motivo del numero limitato di luoghi di adeguata qualità commerciale; essa inoltre permette di differenziare l'offerta di servizi, sia nella gamma che nel livello di qualità prestato (*non-price competition*);

iii. alcuni operatori hanno concretamente sfruttato la possibilità di differenziare localmente le condizioni di vendita – e in particolare il prezzo – in ragione degli obiettivi di penetrazione o di mantenimento della clientela nella specifica area interessata da tale differenziazione (attuata mediante specifiche offerte); l'impatto a livello locale delle nuove acquisizioni provenienti da offerte con condizioni di prezzo differenziate localmente sul totale delle nuove acquisizioni appare peraltro ben superiore al peso (comunque significativo) che esse hanno sulle acquisizioni totali a livello nazionale.

139. D'altro canto, come osservato da un operatore in audizione, sebbene il mercato non presenti vincoli fisici o giuridici all'entrata a livello nazionale, la relativa strategia di entrata è costosa e richiede significative risorse finanziarie, "*di cui solo pochi operatori dispongono*"; per tale motivo gli operatori medio-piccoli si concentrano piuttosto sul presidio della propria *customer base* a livello locale.

Ciò indica l'esistenza di barriere finanziarie all'entrata a livello nazionale che favoriscono il permanere di una dimensione locale della concorrenza.

L'esistenza di possibili barriere è emersa anche dalle affermazioni di un altro operatore audito, secondo il quale lo *sviluppo della rete monomarca* si sarebbe avvantaggiato della crisi degli esercizi commerciali, che ha liberato e reso più economiche molte location di prestigio. Tale affermazione indica l'allentamento di un vincolo sulla quantità e qualità di *location* disponibili per aprire punti fisici commercialmente attraenti, cioè con un adeguato livello di "pedonabilità"⁹⁶, che appare contraddire quanto sostenuto da Plenitude, secondo la quale "*i negozi non sono un asset scarso, essendo facilmente disponibili in tutte le città*". Anche la creazione di una rete stabile di c.d. *corner*, d'altro canto, può avere costi significativi, soprattutto nella misura in cui comprenda posizionamenti in luoghi di alto pregio commerciale.

Infine, l'esistenza di barriere all'entrata appare confermata dal fatto che gli entranti di effettivo successo a livello nazionale sono operatori dotati di significative risorse come PostePay, che gode peraltro di una rete di punti fisici estremamente capillare su tutto il territorio, quali gli uffici postali, o la stessa Octopus, parte di un gruppo attivo a livello internazionale che è anche uno dei maggiori operatori del Regno Unito.

140. Il mantenimento di un prezzo omogeneo a livello nazionale per la singola offerta non riflette pertanto un'omogeneità delle condizioni di concorrenza a livello nazionale, risultando piuttosto riconducibile all'opportunità di semplificare la presentazione e l'immagine del marchio a livello nazionale, tutelandone l'unitarietà, e all'esigenza di

⁹² [Cfr. C12734 - Tremagi Energia / Wekiwi, cit., §6-7. In C12644 - A2A / Ramo d'azienda di E-Distribuzione, cit, si fa riferimento a un ambito sovracomunale e per la stessa attività di distribuzione si considerano quote provinciali.]

⁹³ [Cfr. C12648 - IREN – EGEE / EGEE Holding, cit., §§. 15-16.]

⁹⁴ [Cfr. C12726 - Poste Italiane / Telecom Italia, cit., §. 72.]

⁹⁵ [La stessa Plenitude [omissis].]

⁹⁶ [Secondo Acea Energia, i "punti vendita fisici sono un canale pull rilevante grazie alla c.d. "pedonabilità" degli stessi." (cfr. verbale di audizione, doc. 74.1)]

evitare evidenti discriminazioni, suscettibili di confondere il consumatore e di essere percepite addirittura come inique⁹⁷, nonché al desiderio di evitare maggiori costi gestionali legati anche a oneri regolatori.

Tale omogeneità non ha ostacolato l'implementazione di specifiche offerte commerciali dedicate a singole aree, veicolate con particolare efficacia attraverso i canali fisici, da alcuni operatori. Né tale omogeneità di prezzo implica che le diverse offerte siano promosse in maniera omogenea su tutti i canali e in tutti i territori: le evidenze acquisite indicano anzi che diversi operatori hanno promosso determinate offerte soprattutto attraverso il canale fisico in specifici territori.

141. La presenza dei maggiori operatori in tutte le province e l'uso di offerte commerciali con prezzi omogenei sul piano nazionale, enfatizzati dalle Parti come elementi a sostegno di un'estensione nazionale del mercato, non appaiono dunque di per sé sufficienti a sostenere che il mercato rilevante, storicamente di dimensione locale in ragione delle distorsioni derivanti dal ventennale permanere di un'offerta del servizio a prezzi regolati da parte di entità nate dalla scissione delle attività di vendite svolte dal distributore elettrico locale, abbia già assunto una dimensione nazionale e a giustificare in modo convincente una modifica dell'approccio di analisi concorrenziale fino a oggi seguito.

142. Quanto all'osservazione di Plenitude in merito alla decisione adottata dalla Commissione europea riguardante il mercato ceco della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti allacciati in bassa tensione, si osserva che l'approfondita analisi condotta nel caso di specie con riferimento ad un territorio diverso di dimensioni ben più grandi, quello italiano, evidenzia la sussistenza di robusti elementi a favore del mantenimento della dimensione locale del mercato rilevante⁹⁸.

143. Infine, anche per quanto riguarda l'osservazione delle Parti sul PUN quale principale riferimento per la determinazione del costo dell'energia sull'intero territorio italiano, si rileva come, a livello regolatorio, sia già in corso il passaggio ai prezzi all'ingrosso zonali, che determineranno condizioni di acquisto non omogenee a livello nazionale, introducendo in prospettiva un importante elemento di disomogeneità che depone in senso contrario rispetto alla dimensione nazionale del mercato

144. Alla luce del complesso di tali elementi, si ritiene, dunque, di dover confermare l'estensione locale del mercato rilevante, identificandola a livello provinciale in modo da tenere adeguatamente conto delle differenti dinamiche osservabili. Tali dinamiche sarebbero infatti non correttamente rappresentate da un'estensione del mercato geografico definito a livello regionale, atteso che spesso si riscontrano condizioni di concorrenza diverse tra più province appartenenti alla stessa regione (cfr. grafici in Annex 2) e che anche gli operatori sentiti in audizione hanno ritenuto sostanzialmente artificiosa una dimensione regionale.

145. In conclusione, il mantenimento di un'estensione provinciale del mercato appare allo stato in grado di rappresentare nella maniera più adeguata la diversificazione delle condizioni di concorrenza e l'ampiezza degli esiti del processo concorrenziale a livello locale. L'Operazione verrà dunque valutata nel mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici nelle province di Roma e Terni, uniche province considerate come critiche nel provvedimento di avvio istruttoria.

VII.1.2 Quote di mercato delle Parti

146. La seguente tabella riassume le consistenze e la ripartizione delle basi clienti di Plenitude, di AE e di Umbria Energy nel settore elettrico⁹⁹. Come emerge, alla fine del 2024 il [30-40]% circa della base clienti di AE nella Provincia di Roma è rappresentato da clienti vulnerabili residenti nei Comuni di Roma e Formello serviti nell'ambito del SMTv; tale proporzione risulta aumentata al [40-50]% a settembre 2025¹⁰⁰.

⁹⁷ [Cfr. le preoccupazioni in questo senso espresse da Edison Energia (verbale di audizione) e da ACinque Energia (risposta alla richiesta di informazioni).]

⁹⁸ [Cfr. decisione della Commissione europea M.8870 - E.ON / Innogy, del 17 settembre 2019.]

⁹⁹ [Si ricordi che né Plenitude né AE sono assegnatari di aree del STG, mentre AE è l'esercente storico del SMT nei Comuni di Roma e Formello, dove ancora oggi gestisce il SMTv. Umbria Energy è stato l'esercente del SMT nella città di Terni, dove oggi gestisce il servizio per i soli vulnerabili.]

¹⁰⁰ [Le percentuali riportate nel testo sono basate su dati forniti dall'Acquirente Unico che differiscono lievemente da quelli riportati dalle Parti.]

Tabella 7: consistenze basi clienti Plenitude, Acea Energia e Umbria Energia

	al 31/12/2023		al 31/12/2024		al 30/9/2025	
Plenitude	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
di cui nella provincia di Roma	16,4%		16,3%		16,4%	
di cui nella provincia di Terni	0,4%		0,3%		0,3%	
Acea Energia	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
di cui nella provincia di Roma	77,6%		56,3%		52,4%	
di cui ML		32,8%		60,7%		59,4%
di cui SMT / SMTv		67,2%		39,3%		40,6%
di cui nella provincia di Terni	0,1%		0,1%		0,1%	
Umbria Energia	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
di cui nella provincia di Roma	1,6%		2,1%		1,7%	
di cui nella provincia di Terni	64,1%		62,6%		65,2%	
di cui SMT / SMTv				11,3%		12,3%

Fonte: elaborazione AGCM su dati Acquirente Unico e bilancio di Esercizio 2023 di Acea Energia

147. La tabella seguente riporta le quote di mercato delle Parti e dei principali concorrenti nella provincia di Roma in termini di numero di POD contrattualizzati (numero di clienti), e la quota risultante *post-merger* a seguito dell'Operazione così come notificata.

Tabella 8: Quote di mercato (%), provincia di Roma (numero di clienti)

	30/09/2025	31/12/2024	31/12/2023
Plenitude	[20-25]	[20-25]	[20-25]
Acea Energia + Umbria Energy	[15-20]	[20-25]	[35-40]
post-merger	[40-45]	[40-45]	[55-60]
Gruppo Enel	[30-35]	[30-35]	[25-30]
Illumia	[1-5]	[1-5]	[0-1]
Edison Energia	[1-5]	[1-5]	[1-5]
Sorgenia	[1-5]	[1-5]	[1-5]
Octopus Energy Italia	[1-5]	[0-1]	[0-1]
Gruppo Iren	[1-5]	[1-5]	[1-5]
Postepay	[1-5]	[0-1]	[0-1]
Vivigas	[1-5]	[1-5]	[0-1]
Altri	[5-10]	[5-10]	[5-10]

Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

148. La variazione dell'indice di concentrazione HHI è pari a 879 punti se si considerano le quote delle Parti a settembre 2025 (quelle più basse del periodo considerato).

149. La tabella seguente riporta le quote di mercato in volume per la provincia di Roma, del tutto in linea con quelle in termini di numero di utenti precedentemente fornite, e anche in questo caso la quota risultante *post-merger* a seguito dell'Operazione così come notificata.

Tabella 9: quote di mercato in volume, 2023-24

	2024 (%)	2023 (%)
Plenitude	[20-25]	[20-25]
Acea Energia	[15-20]	[30-35]
Post-merger	[40-45]	[50-55]
Gruppo Enel	[30-35]	[25-30]
Edison Energia	[1-5]	[1-5]
Iren Energia	[1-5]	[1-5]
A2A Energia (gruppo A2A)	[0-1]	[0-1]
HeraComm	[0-1]	[0-1]
AGSM-AIM	[0-1]	[0-1]
Altri	[20-25]	[15-20]

Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dagli operatori e dati pubblici Terna

150. La variazione dell'indice di concentrazione HHI è pari in questo caso a 810 punti se si considerano le quote delle Parti nel 2024 (quelle più basse del periodo considerato).

151. Le Tabelle 8 e 9 riportano negli stessi termini le quote di mercato in termini di numero di POD e di volumi nella provincia di Terni, insieme alla variazione dell'indice di concentrazione.

Tabella 10: quote di mercato in termini di numero di clienti, provincia di Terni

	30/09/2025	31/12/2024	31/12/2023
Gruppo Enel	[30-35]	[30-35]	[40-45]
Umbria Energy + Acea Energia	[20-25]	[20-25]	[25-30]
Plenitude	[5-10]	[5-10]	[5-10]
post-merger	[30-35]	[30-35]	[35-40]
Gruppo Hera	[5-10]	[5-10]	[1-5]
Vivigas	[5-10]	[5-10]	[5-10]
Poste Energia	[1-5]	[1-5]	[1-5]
Edison Energia	[1-5]	[1-5]	[1-5]
Octopus Energy Italia	[1-5]	[0-1]	[0-1]
Altri	[15-20]	[10-15]	[10-15]
Delta HHI	358,41	405,42	468,21

Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

Tabella 11: quote di mercato in volume, provincia di Terni

	30/09/2025	31/12/2024
Gruppo Enel	[35-40]	[40-45]
Umbria Energy + Acea Energia	[20-25]	[25-30]
Plenitude	[5-10]	[5-10]
post-merger	[30-35]	[35-40]
Gruppo Hera	[1-5]	[0-1]
Edison Energia	[1-5]	[1-5]
Altri	[25-30]	[15-20]
Delta HHI	409,00	527,03

Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dagli operatori e dati pubblici Terna

VII.1.3 Gli effetti dell'Operazione

La provincia di Terni

152. Nella provincia di Terni l'Operazione permetterà alla nuova entità di consolidare la posizione di secondo operatore attualmente detenuta dal gruppo Acea (AE + UE), raggiungendo una quota di poco superiore al 30% (che

appare peraltro in diminuzione tra il 2024 e il 2025). Il primo operatore resterà il gruppo Enel. Vi sono inoltre due concorrenti che servono ciascuno tra il 5% e il 10% dei consumatori e altri più piccoli con quote di mercato in crescita.

153. In questa provincia né Plenitude appare esercitare un vincolo competitivo significativo nei confronti di UE-AE, né UE-AE su Plenitude: il *diversion ratio* appare inferiore alle soglie di attenzione dell'Autorità.

154. Per tali motivi, alla luce delle risultanze istruttorie, l'Operazione non appare in grado di ostacolare la concorrenza effettiva nella provincia di Terni.

La provincia di Roma

155. Gli elementi acquisiti nel corso dell'istruttoria inducevano a ritenere che l'Operazione così come notificata potesse dar luogo a un ostacolo significativo della concorrenza effettiva nella provincia di Roma. Saranno nel seguito analizzati i possibili effetti problematici derivanti dalla stessa, così come emersi dall'analisi istruttoria, e, successivamente, valutati i rimedi proposti dalla Parte al fine di risolvere tali criticità.

Effetti strutturali

156. L'Operazione così come notificata appariva idonea a produrre effetti critici sotto il profilo concorrenziale nel mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici nella provincia di Roma in quanto in grado di comportare un forte aumento del livello di concentrazione in un mercato già piuttosto concentrato, dove i primi tre operatori (il gruppo Enel, Plenitude e AE) servono quasi l'80% della domanda.

In particolare, l'Operazione avrebbe comportato una riduzione da tre a due degli operatori principali, creando un contesto in cui la nuova entità, *post-merger* sarebbe risultata il primo operatore con una quota complessiva del [40-45]% nel 2024 e del [40-45]% a settembre 2025 e il gruppo Enel il secondo operatore con una quota superiore al 30%.

157. Il resto del mercato è servito da una frangia di concorrenti minori, il più grande dei quali non esprime più del 5% del mercato, tra cui Illumia, Edison, Sorgenia e i nuovi entranti PostePay e Octopus. Nonostante un certo grado di dinamismo competitivo di tali operatori alternativi, la loro posizione di mercato appare comunque relativamente circoscritta e nessuno di essi sembra a oggi in grado di esercitare singolarmente un significativo vincolo concorrenziale.

L'incentivo all'aumento dei prezzi

158. Ai fini di una più compiuta analisi degli effetti unilaterali dell'Operazione, la tradizionale analisi strutturale è stata integrata con una stima della loro prossimità concorrenziale, ossia del grado di sostituibilità tra i prodotti e i servizi offerti dalle imprese che prendono parte alla concentrazione¹⁰¹. Tale analisi si è resa utile alla luce del grado di differenziazione dell'offerta commerciale delle imprese emersa durante l'attività istruttoria.

159. Da tale analisi è emersa la sussistenza di un'elevata prossimità concorrenziale tra le Parti. I *diversion ratios* ("DR"), infatti, evidenziano come le Parti esercitino l'una sull'altra un elevato grado di pressione concorrenziale; in particolare, la quota di clienti in uscita da AE e acquisita da Plenitude è pari al [20-30]% nel 2024 e nei primi 9 mesi del 2025; ciò significa che Plenitude costituisce un vincolo rilevante per AE, che verrebbe meno ad esito dell'Operazione.

160. Le evidenze quantitative sulla prossimità concorrenziale tra le Parti, misurata attraverso i DR, sono state integrate con le informazioni sui margini al fine di stimare l'incentivo dell'entità *post-merger* ad aumentare i prezzi a esito dell'Operazione. Secondo la prassi più recente dell'Autorità¹⁰², tale incentivo si ritiene sussistente laddove il valore stimato del GUPPI risulti superiore ad una soglia del 5%.

161. Il GUPPI di AE è stato stimato nell'ordine del 7% nel 2024 e del 6,6% nel 2025, mentre quello di Plenitude è stato stimato nell'ordine del 3-3,5% nel 2024-2025. Gli indici GUPPI di AE, attestandosi al di sopra della soglia di criticità appena menzionata, hanno evidenziato un significativo rischio di aumento dei prezzi nella provincia di Roma per effetto dell'Operazione notificata.

162. L'osservazione delle Parti secondo cui l'operazione non avrebbe effetti restrittivi in quanto AE e Plenitude non rappresenterebbero la prima alternativa, su base reciproca, in Provincia di Roma non coglie nel segno in quanto i *diversion ratios* raggiungono valori superiori alle soglie di attenzione e affinché si abbiano effetti anticompetitivi significativi non è necessario che le Parti siano i *closest competitors* essendo sufficiente che siano, come dimostrano i DR, *close competitors*¹⁰³.

163. Plenitude ha criticato l'uso di questa analisi sostenendo che [omissis].

Tale obiezione non è fondata poiché [omissis]. In realtà, ciò che dà luogo a effetti unilaterali, *post merger*, è la rimozione di un vincolo competitivo stringente, [omissis]. E in tal senso, l'istruttoria ha dimostrato come Plenitude

¹⁰¹ [Ciò in quanto, come affermato negli Orientamenti sulle concentrazioni orizzontali, quanto più alto è il grado di sostituibilità tra i prodotti o servizi delle imprese partecipanti alla concentrazione, tanto più è probabile che queste ultime aumentino i prezzi in modo significativo (cfr. "Orientamenti relativi alla valutazione delle concentrazioni orizzontali a norma del regolamento del Consiglio relativo al controllo delle concentrazioni tra imprese", in G.U.U.E. C n. 31 del 5 febbraio 2004, par. 28).]

¹⁰² [Cfr. inter alia C12625 - Frozen Investments-Sammontana Finanziaria/Sammontana-Forno D'Asolo, decisione del 23 luglio 2024 in Boll. 30/2024; C12615 - Alpacem Cementi Italia/Ramo di Azienda di Buzzi Unicem, decisione del 23 luglio 2024, in Boll. 32/2024; C12488 - Bubbles Bidco/Quattro, decisione del 2 dicembre 2022 in Boll. n. 46/2022; C12410B, decisione del 22 febbraio 2022 in Boll. 9/2022; C12247B - Conad- Auchan, decisione del 25 febbraio 2020 in Boll. 10/2020.]

¹⁰³ [Cfr. *ibidem*.]

eserciti un vincolo rilevante per AE e quindi la sua rimozione causerebbe condizioni peggiorative tanto per la clientela di AE, quanto per il resto del mercato, indipendentemente dall'assetto che verrà assunto dall'entità *post merger*.

164. Plenitude, in risposta alla CRI, ha criticato le modalità di calcolo del GUPPI che quindi, a seguito di tali rilievi, sono state in parte riviste. In particolare, si è verificato che [omissis].

Non si è ritenuto invece di sottrarre dal margine lordo anche [omissis].

165. Nelle proprie elaborazioni, Plenitude [omissis]. Utilizzando tale stima, più favorevole alla Parte, [omissis] il GUPPI di AE può essere stimato nell'ordine del 6,2% nel 2024 e del 5,5 % nel 2025, rimanendo comunque superiore alla soglia di criticità dell'Autorità.

166. Tuttavia, l'assunzione di Plenitude [omissis] non trova conforto nei dati [omissis].

Sulla base di tali dati, [omissis] il GUPPI di AE risulta pari al 7,4% nel 2024 e al 6,9% nei primi 9 mesi del 2025 – valori superiori a quelli riportati nella CRI e ben al di sopra delle soglie di attenzione.

167. Tale rischio di aumento dei prezzi non appare contraddetto dal fatto che [omissis].

Infatti, come emerge dalle Risultanze Istruttorie, il fatto che un operatore utilizzi prevalentemente offerte caratterizzate da condizioni economiche omogenee sul piano nazionale non esclude che quello stesso operatore possa in ogni momento definire offerte disegnate specificamente per determinati territori da proporre alla generalità dei consumatori di una certa area o in fase di rinnovo ai propri clienti.

Rafforzamento degli effetti unilaterali - effetti di portafoglio

168. Si ritiene inoltre che gli effetti unilaterali dell'Operazione così come notificata avrebbero potuto essere ulteriormente rafforzati dall'aumento del grado di vischiosità della domanda, derivante da un innalzamento dei costi di cambiamento del fornitore. Tali effetti derivano principalmente dalla circostanza che l'acquirente rappresenta il principale operatore nel settore del gas in Italia ed è il venditore storico al dettaglio di gas naturale nella provincia di Roma.

169. Plenitude rappresenta il fornitore di gas di oltre il 55% degli utenti che risiedono nella provincia di Roma. Ciò comporta che i clienti di AE che passeranno a Plenitude per effetto della presente Operazione molto verosimilmente saranno già suoi clienti per il gas e avranno quindi Plenitude come fornitore per entrambe le utenze. Ciò potrà essere sfruttato per far sottoscrivere contratti *dual fuel* e/o per vendere beni e servizi complementari condizionati alla fornitura delle *commodities* energetiche da parte di Plenitude¹⁰⁴.

170. Questo scenario non è tuttavia privo di conseguenze per i consumatori in quanto li rende maggiormente esposti ad aumenti dei prezzi a causa dell'innalzamento dei costi di cambiamento che l'adesione a offerte congiunte può comportare. Laddove, in linea generale, un consumatore può reagire ad un aumento di prezzo cambiando agevolmente il proprio fornitore (e questo potrebbe essere sufficiente nel disincentivare il fornitore dal proporlo), un innalzamento dei costi di cambiamento percepiti può rendere meno fluido questo meccanismo. L'irrigidimento della domanda che ne consegue può rendere profittevoli aumenti di prezzo sulle offerte combinate che non lo sarebbero stati nel caso in cui l'entità *post-merger* fornisse un solo servizio alla clientela di AE¹⁰⁵.

171. Si ritiene quindi che le maggiori difficoltà di *switching* derivanti da offerte combinate luce/gas, che l'Operazione consentirà di effettuare, possano contribuire a rafforzare gli effetti unilaterali della concentrazione descritti nei paragrafi precedenti.

L'impatto dei rimedi proposti

172. Gli effetti dell'Operazione vanno tuttavia da ultimo analizzati considerando la portata mitigatoria della proposta di rimedi presentata dalle Parti, e precedentemente illustrata, sui rischi evidenziati dall'analisi istruttoria.

173. Nel mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici della provincia di Roma, come menzionato, l'Operazione in assenza dei rimedi avrebbe comportato un sostanziale raddoppio della quota di mercato detenuta da Plenitude (che avrebbe portato la società ad essere il primo operatore, con una quota superiore al 40%) e avrebbe potuto quindi consentire l'attuazione di politiche di sfruttamento del relativo potere di mercato, quali, ad esempio, un incremento del prezzo di vendita del servizio.

174. La rinuncia all'acquisizione di SER, presentata quale rimedio nel presente procedimento riduce la quota congiunta di circa [5-10] punti al [30-35]%, mitigando significativamente l'impatto strutturale dell'Operazione.

175. Tale misura di carattere strutturale è altresì accompagnata da una misura comportamentale che vale a ridurre ulteriormente la possibilità di un eventuale peggioramento delle condizioni di offerta del servizio per la clientela sul mercato di cui trattasi.

La misura comportamentale, infatti, da un lato precisa e chiarisce il trattamento che sarà riservato ai clienti AE durante la migrazione, tutelandoli da eventuali peggioramenti delle condizioni economiche e contrattuali; dall'altro lato, vincola Plenitude a non [omissis] sfruttare nella provincia di Roma il potere di mercato che le conferisce l'Operazione su tutta la sua *customer base*.

¹⁰⁴ [Del resto, [omissis].]

¹⁰⁵ [Anche le Linee Guida sulla valutazione delle concentrazioni orizzontali della Commissione europea annoverano le difficoltà a cambiare fornitore tra i fattori da considerare nell'analisi volta a verificare se da una concentrazione derivino o meno effetti unilaterali significativi (cfr. "Orientamenti relativi alla valutazione delle concentrazioni orizzontali a norma del regolamento del Consiglio relativo al controllo delle concentrazioni tra imprese", pp. 5-18, par. 31).]

176. Anche la durata del rimedio appare proporzionata, considerato che essa copre complessivamente il periodo [omissis] previsto per il completamento della migrazione e i successivi 24 mesi, [omissis], un periodo durante il quale le condizioni di concorrenza sul mercato potrebbero evolvere ulteriormente sia a livello locale che a livello nazionale e che a ogni modo si considera un periodo congruo a mitigare gli effetti paventati della presente Operazione.

VII.2 IL MERCATO DELLA VENDITA AL DETTAGLIO DI GAS NATURALE AI PICCOLI CLIENTI

VII.2.1 Il mercato rilevante

Dimensione merceologica

177. Secondo costante prassi dell'Autorità e della Commissione europea, i mercati della vendita al dettaglio di gas naturale ai clienti finali sono distinti sulla base delle caratteristiche della domanda e dell'offerta¹⁰⁶, individuando mercati separati per la vendita di gas naturale ai clienti termoelettrici, ai grandi clienti non termoelettrici (consumi maggiori di 200.000 mc/anno), ai clienti di piccola e media dimensione (consumi fino a 200.000 mc/anno).

Tale segmentazione ricomprende nel mercato dei clienti piccoli e medi sia i clienti domestici, inclusi i condomini con riscaldamento centralizzato a gas naturale, sia le piccole imprese commerciali, industriali e di servizi, sia le microimprese.

Così come per il settore elettrico, l'Autorità non ha individuato un mercato distinto per i piccoli clienti che potevano accedere alle condizioni del Servizio di Tutela, definite dal regolatore e che (diversamente dal settore elettrico) potevano essere offerte da tutti i venditori al dettaglio (i quali oggi possono offrirle solo ai clienti vulnerabili).

178. Per ciò che concerne la dimensione merceologica del mercato rilevante, si ritiene di confermare la prassi dell'Autorità, che individua un mercato rilevante della vendita al dettaglio di gas naturale ai piccoli clienti (cioè con consumi inferiori a 200.000 mc/anno).

Dimensione geografica

179. Per quanto riguarda l'estensione geografica di tale mercato, l'Autorità nella sua prassi ha tradizionalmente considerato che anch'esso avesse una dimensione locale, a causa dell'iniziale prevalenza nei mercati liberalizzati dei venditori verticalmente integrati con il distributore locale.

La progressiva evoluzione dei mercati ha portato ad ampliare tale dimensione locale alla Provincia e poi alla Regione, anche in considerazione del fatto che – diversamente dal settore elettrico – le condizioni del Servizio di Tutela non sono offerte in monopolio dall'esercente la vendita legato societariamente al distributore locale.

Nei più recenti provvedimenti, l'Autorità ha preso atto che *“dal 1° gennaio 2024 il servizio di tutela non è più disponibile per i clienti non vulnerabili [e che] secondo i dati pubblicati da ARERA la maggior parte dei clienti domestici e dei condomini è ormai sul mercato libero. Tenuto conto che le offerte sul mercato libero vengono definite a livello nazionale, la prevalenza del mercato libero permette di ampliare la dimensione geografica del mercato rilevante”* ad un ambito che tuttavia è stato lasciato aperto; in tali occasioni, comunque, l'ampiezza delle sovrapposizioni è stata valutata in prima battuta a livello regionale¹⁰⁷, con approfondimenti a livello provinciale¹⁰⁸.

180. La prassi eurounitaria ha preso in considerazione una dimensione nazionale o al più macroregionale del mercato della vendita al dettaglio di gas naturale ai piccoli clienti, lasciando in ultima analisi la questione aperta.

181. In sede di avvio dell'istruttoria si è considerata un'estensione geografica locale del mercato, pari al più alla regione.

182. Riguardo all'estensione geografica di tale mercato, gli elementi emersi in istruttoria indicano che la transizione ad un mercato nazionale non si è ancora compiuta e che la competizione mantiene ancora una significativa dimensione locale.

183. Ciò in ragione dei seguenti fattori, già esaminati diffusamente per il mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici e che si possono individuare anche nel mercato della vendita al gas naturale ai piccoli clienti, ovvero in sintesi:

- a livello puramente strutturale, permane una significativa concentrazione territoriale della clientela dei maggiori operatori (che si riflette anche nelle quote di mercato a livello provinciale), alla quale corrisponde una differenziazione dei tassi di *churn*, più bassi nelle aree di radicamento storico; tutto ciò è indice di eterogeneità nelle condizioni competitive a livello territoriale;
- a livello di mercato, diversamente da quanto sostenuto dalle Parti, i canali di vendita fisici sono risultati prevalenti rispetto a quelli digitali. Il 'ritorno' ai canali fisici trova giustificazione principalmente per le maggiori opportunità di profitto da vendite congiunte o di servizi addizionali che essi offrono, nonché per le maggiori possibilità di fidelizzazione della clientela;

¹⁰⁶ *[Le caratteristiche più rilevanti sono: i volumi di consumo pro-capite; il livello della rete cui sono allacciati (rete di trasporto/rete di distribuzione); i profili di consumo annuo di gas e la destinazione finale del gas (riscaldamento e uso domestico; fattore produttivo per l'industria; materia prima per la generazione); le caratteristiche del prodotto domandato (tipologia di trasporto, modulazione, misura ecc.) e il tipo di offerta commerciale richiesta (caratteristiche del contratto e prezzo di vendita, ecc.). A tali caratteristiche distintive, dal lato della domanda, corrisponde anche una diversa struttura dell'offerta sui diversi mercati e differenti dinamiche competitive.]*

¹⁰⁷ *[C12711 – HERA/AIMAG, provvedimento n. 31514 del 31 marzo 2025, in Bollettino n. 13/2025.]*

¹⁰⁸ *[Cfr. C12648 - IREN - EGEA/EGEA Holding, cit.; C12622 - Fintel Gas e Luce Ramo d'azienda di Eicom, provvedimento n. 31175 del 18 aprile 2024, in Bollettino n. 18/2024 e C12508 - Eni Plenitude PLT Energia - SEF, cit..]*

- la capillarità dei negozi fisici, dei *corner* e degli *stand* consente di differenziare l'offerta di servizi alla clientela, sia nella gamma che nel livello prestato (*non-price competition*); ciò appare particolarmente importante nella vendita al dettaglio di gas naturale ai piccoli clienti, dove la domanda è differenziata a causa della zona climatica e della diffusione del riscaldamento centralizzato, il che determina differenti possibilità di vendita di beni e servizi aggiuntivi e/o complementari; peraltro, come già rilevato in precedenza per il settore elettrico, il numero di *location* commercialmente adeguate è limitato, anche se alcuni vincoli di disponibilità si stanno progressivamente allentando.

184. Contrariamente a quanto affermato dalle Parti, l'attività istruttoria ha poi evidenziato come prezzi omogenei a livello nazionale non riflettano necessariamente condizioni di concorrenza omogenee sul territorio nazionale, ma trovino perlopiù giustificazione nella necessità di semplificare la presentazione e assicurare una unitarietà dell'immagine del marchio.

Inoltre, la politica commerciale generalmente uniforme non è stata comunque di ostacolo alla formulazione di specifiche offerte commerciali dedicate a singole aree, veicolate con particolare efficacia attraverso i canali fisici. Alcuni operatori hanno concretamente sfruttato tali possibilità.

185. Infine, valgono anche per questo mercato le osservazioni, già riportate in relazione al mercato della vendita al dettaglio di elettricità ai clienti domestici, circa i costi di una strategia di espansione a livello nazionale, che spingono gli operatori medio-piccoli, prevalenti in questo mercato, a perseguire strategie di carattere locale.

186. Gli elementi raccolti in istruttoria non permettono pertanto ancora di supportare un ampliamento al livello nazionale dell'estensione geografica del mercato rilevante, pur indicato come linea evolutiva nella recente casistica. Si ritiene perciò di poter confermare l'estensione locale del mercato rilevante in quanto, allo stato, ciò appare in grado di rappresentare più adeguatamente rispetto ad altre prospettazioni la diversificazione delle condizioni di concorrenza e l'ampiezza degli esiti del processo concorrenziale a livello locale.

187. In sede di avvio, alla luce dei precedenti, erano state considerate un'estensione sia provinciale sia regionale del mercato rilevante. Tuttavia, come emerso durante l'attività istruttoria, le dinamiche concorrenziali non sarebbero correttamente rappresentate da un'estensione del mercato geografico definito a livello regionale, atteso che spesso si riscontrano condizioni di concorrenza diverse tra più province appartenenti alla stessa regione (cfr. grafici in Annex 3), a riprova della artificiosità di una dimensione regionale del mercato, altresì rilevata da alcuni operatori sentiti in audizione.

188. La dimensione geografica del mercato rilevante verrà perciò considerata provinciale.

189. Nel provvedimento di avvio era stata identificata un'unica provincia critica, la provincia di Roma. La valutazione degli effetti dell'Operazione nel mercato della vendita al dettaglio di gas naturale ai piccoli clienti verrà quindi effettuata riguardo a tale area.

VII.2.2 Quote di mercato delle Parti

190. Secondo i dati forniti dall'Acquirente Unico, Plenitude serve oltre il [55-60]% dei PDR della provincia di Roma e AE poco più del [5-10]%, mentre il maggior concorrente serve meno del 15% di tali punti di fornitura. Si tratta di clienti molto eterogenei sul piano delle quantità consumate e della distribuzione dei consumi nell'anno. Nel contesto di eterogeneità che contraddistingue la provincia di Roma, nel caso di specie appare preferibile rappresentare la posizione relativa degli operatori in tale provincia attraverso le quote di mercato in volumi riportate nella tabella seguente.

Tabella 12: Quote di mercato in termini di volumi (milioni di Smc), provincia di Roma

	2024	2023
Plenitude	[35-40]	[35-40]
Acea Energia	[1-5]	[1-5]
<i>post-merger</i>	<i>[35-40]</i>	<i>[40-45]</i>
Enel Energia	[5-10]	[5-10]
HeraComm	[1-5]	[1-5]
Edison Energia	[1-5]	[1-5]
Iren Mercato	[0-1]	[0-1]
A2A Energia	[0-1]	[0-1]
Altri	[45-50]	[40-45]

Fonte: elaborazioni AGCM su dati raccolti nel corso dell'istruttoria

VII.2.3 Gli effetti dell'Operazione

191. In questa sezione saranno illustrati i possibili effetti problematici dell'Operazione nel mercato della vendita di gas naturale ai piccoli clienti nella provincia di Roma, così come emersi dall'analisi istruttoria; successivamente, saranno valutati i rimedi proposti dalla Parte al fine di risolvere tali criticità.

192. Come mostrato, per effetto dell'Operazione, Plenitude verrà a detenere una quota di quasi il [35-40]% in termini di volumi serviti, con un incremento inferiore a 5 punti percentuali. Va rilevato inoltre come, pur essendo la quota di Plenitude circa quattro volte quella del primo concorrente (Enel Energia), il resto del mercato è composto da una frangia di concorrenti che rappresenta circa la metà del mercato in termini di volumi. Inoltre, i dati mostrano che già prima dell'Operazione Plenitude godeva di un'elevata fedeltà al marchio nella provincia di Roma¹⁰⁹. Infine, Plenitude si caratterizza per essere il principale operatore verticalmente integrato nella filiera del gas naturale e al contempo presente in tutti i mercati rilevanti (sia dal punto di vista del prodotto che geografico) nei quali viene commercializzato gas naturale.

193. L'insieme di tali fattori è indicativo di una portata incrementale dell'Operazione dal punto di vista strutturale più contenuta rispetto a quella emersa nella vendita di energia elettrica ai clienti domestici nella medesima provincia di Roma; ciò nonostante permane un incentivo ad aumentare i prezzi¹¹⁰, grazie al maggior potere di mercato acquisito attraverso l'Operazione.

194. Sulla base degli elementi sopra esposti, l'Operazione in assenza di rimedi appariva dunque suscettibile di ostacolare in modo significativo la concorrenza effettiva anche nel mercato della vendita di gas naturale ai piccoli clienti nella provincia di Roma.

L'impatto dei rimedi proposti

195. Gli effetti dell'Operazione vanno tuttavia analizzati considerando la portata mitigatoria della proposta di rimedi presentata dalle Parti sui rischi evidenziati dall'analisi istruttoria.

196. Nel caso di specie, la misura comportamentale, analoga a quella proposta per la vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici incide direttamente sull'incentivo di Plenitude ad aumentare i prezzi nella provincia di Roma, vincolando la società a non discriminare su base territoriale i clienti della provincia di Roma e quindi a non sfruttare il potere di mercato che essa deterrà in tale mercato.

197. Anche la durata del rimedio appare proporzionata, analogamente a quanto rilevato per la vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici.

VII.3 IL MERCATO DELLE INFRASTRUTTURE DI RICARICA PUBBLICHE NELL'AREA DI TERNI

VII.3.1 Il mercato rilevante

198. Secondo la casistica eurounitaria e nazionale, le infrastrutture di ricarica pubbliche sono distinte sulla base della potenza erogata e quindi del tempo di ricarica (prese *quick*, *fast* e *ultra-fast*, queste ultime di potenza superiore ai 100 kW) e sulla base della localizzazione (autostrade vs strade urbane ed extraurbane).

199. Nel recente caso A557 - *ENEL X WAY ed EWIVA/Condotte abusive nel mercato dei servizi di ricarica elettrica*¹¹¹ l'Autorità ha individuato un mercato unitario per le infrastrutture di ricarica pubbliche di tipo *fast* e *quick* (dato che queste ultime in Italia hanno generalmente una potenza di 22 kW) localizzate in ambito urbano ed extraurbano non autostradale.

200. Nel citato caso A557, l'Autorità, sulla base di una approfondita analisi, ha individuato l'estensione geografica del mercato della gestione delle infrastrutture di ricarica fino a 100 kW a livello locale (complessivamente, mercato delle infrastrutture c.d. a bassa potenza); tale estensione è stata in particolare circoscritta a *catchment areas* di ampiezza compresa tra 1 e 4 km centrate sui singoli impianti di ricarica. L'affermazione della Parte per cui tali raggi risulterebbero troppo contenuti e non rappresentativi della disponibilità dei consumatori a spostarsi non appare suffragata da alcun elemento a supporto, e non può pertanto essere considerata.

201. Non si può condividere neanche la critica relativa al fatto che sia seguito lo stesso approccio valutativo utilizzato nel precedente caso di abuso, laddove invece andrebbero impiegati standard diversi e un'analisi prognostica per l'analisi di un'operazione di concentrazione, in quanto, al contrario, la definizione di una dimensione appropriata per il mercato rilevante appare presupposto per entrambe le fattispecie ed è stata basata su elementi oggettivi di analisi del comparto raccolti in quella sede, dovendosi poi differenziare le analisi nelle fasi successive (valutazione di una condotta quale abusiva vs analisi degli effetti di un'operazione di concentrazione, anche su un mercato rilevante analogamente perimetrato).

202. Non appaiono infine accoglibili le argomentazioni difensive relative a un [omissis], laddove al contrario l'Autorità ritiene che proprio il mantenimento di condizioni di concorrenza tra gli operatori anche a livello locale possa avere effetti benefici per i consumatori finali e per lo sviluppo del settore.

¹⁰⁹ [Il tasso di churn della società nella provincia di Roma è largamente inferiore a quello di tutti i principali operatori del mercato (tranne uno).]

¹¹⁰ [Come già osservato, il diversion ratio da AE a Plenitude pari a circa il ([20-30]% nel 2024 e a circa il [20-30]% nei primi 9 mesi del 2025. Gli indici GUPPI superano la soglia di attenzione per quanto riguarda AE (indice pari al 7,5% nel 2024 e al 9% nel 2025) e sono prossimi a quest'ultima per quanto riguarda Plenitude (indice pari al 5,8% nel 2024 e al 4,7% nel 2025). A seguito dei rilievi esposti da Plenitude nella memoria post-CRI il calcolo dei GUPPI è stato rivisto così come fatto per il mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici. Sulla base dei dati [omissis], il GUPPI di AE è pari al 7,4% nel 2024 e 8,9% nei primi 9 mesi del 2025, in linea con quelli presentati nella CRI.]

¹¹¹ [Provvedimento n. 31646 del 29 luglio 2025, cit..]

203. Si ritiene conclusivamente nel caso di specie di confermare la definizione del mercato delle infrastrutture pubbliche di ricarica per i veicoli elettrici già adottata nei precedenti dall'Autorità sia dal punto di vista merceologico che geografico.

VII.3.2 Gli effetti dell'Operazione

204. Nel comune di Terni risultano installati 114 punti di ricarica di tipo *quick/fast*, [70-90] dei quali di Umbria Energy e [1-10] punti di ricarica di tipo *quick*, installati di Plenitude [omissis]. In tale ambito, da un'analisi a livello di *catchment areas*, centrate sui [40-50] impianti di Umbria Energy, emerge quanto segue.

Considerando *catchment areas* di ampiezza pari a 4 km, la [omissis] stazione di servizio di Plenitude dà luogo a 36 sovrapposizioni orizzontali con Umbria Energy; la quota congiunta in termini di punti di ricarica supererà il [70-75]% in ciascuna di tali *catchment area*. Il numero di sovrapposizioni orizzontali si riduce a cinque in *catchment areas* di ampiezza pari a 1 km, dove Plenitude, *post-merger*, avrà almeno il [70-75]% del mercato in ciascuna di tali aree.

205. L'obiezione di Plenitude per ritenere irrilevanti gli effetti della presente Operazione nel settore della mobilità elettrica, secondo la quale le condizioni di accesso degli MSP delle infrastrutture di ricarica sono determinate da contratti unici a livello nazionale con i CPO che non prevedono differenziazioni dei corrispettivi a livello locale, non tiene conto della natura embrionale di tale mercato, proprio sottolineata da Plenitude quale elemento invece da tenere in massima considerazione nelle valutazioni relative a tale settore. Al crescere della penetrazione dei veicoli elettrici, infatti, il mercato potrà evolversi verso una differenziazione locale delle tariffe di accesso, in considerazione anche delle condizioni di concorrenza nei vari ambiti locali. Il mercato potrebbe altresì evolvere nel senso di una eventuale disintermediazione del ruolo degli MSP, con l'impostazione di rapporti diretti tra CPO e clientela finale (come in parte già residualmente avviene); a ogni modo, anche la presenza di un livello intermedio che oggi si osserva non appare idonea a modificare la natura intrinsecamente locale di tali servizi per l'utenza finale, trattandosi di servizi di ricarica elettrica necessariamente fruibili entro una data area.

206. L'Operazione così come notificata comporterebbe in ultima analisi la rimozione di uno dei pochi concorrenti di Umbria Energy nei mercati dove essa opera, determinando quindi il rafforzamento della posizione dominante già detenuta in tutte le *catchment areas* relative ai propri impianti nella gestione delle infrastrutture pubbliche di ricarica a bassa potenza nelle quali l'Operazione determina sovrapposizioni orizzontali con gli impianti di Plenitude.

L'impatto dei rimedi proposti

207. In questo mercato, come argomentato, l'Operazione così come notificata appariva suscettibile di ridurre la già limitata concorrenza cui è esposta Umbria Energy.

Il rimedio strutturale proposto e precedentemente descritto, consistente nella cessione della stazione di ricarica di Plenitude concorrente con gran parte delle infrastrutture di Umbria Energy, appare in grado di preservare il livello di concorrenza esistente a livello locale.

VIII. CONCLUSIONI

208. Alla luce delle analisi istruttorie si ritiene che l'Operazione di concentrazione notificata appariva suscettibile di ostacolare in modo significativo la concorrenza effettiva

- nel mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici nella provincia di Roma;
- nel mercato della vendita di gas naturale ai piccoli clienti nella provincia di Roma;
- nel mercato delle infrastrutture pubbliche di ricarica per veicoli elettrici in tutte le *catchment areas* di Umbria Energy nelle quali l'Operazione avrebbe determinato sovrapposizioni orizzontali con gli impianti di Plenitude.

209. I rimedi proposti da Plenitude risultano tuttavia, nel loro complesso, idonei e proporzionati a scongiurare gli effetti pregiudizievoli della concorrenza che l'Operazione è suscettibile di produrre.

210. Tutto ciò considerato, si ritiene che l'Operazione di concentrazione sia suscettibile di essere autorizzata condizionatamente alla realizzazione delle misure di cui alle lettere A), B), C) e D) del Dispositivo.

RITENUTO pertanto, sulla base degli elementi emersi nell'istruttoria, che l'Operazione è suscettibile, ai sensi dell'articolo 6, commi 1 e 2, della legge n. 287/1990, di ostacolare in modo significativo la concorrenza effettiva;

RITENUTO necessario prescrivere alla società Eni Plenitude S.p.A. S.B., ai sensi dell'articolo 6, comma 2, della legge n. 287/1990, misure necessarie a impedire il realizzarsi degli effetti distorsivi della concorrenza causati dalla realizzazione dell'Operazione;

RITENUTO, pertanto, che l'Operazione è autorizzata subordinatamente alla piena, effettiva e tempestiva esecuzione di tutte le misure prescritte nel presente provvedimento;

RITENUTO che l'eventuale mancata attuazione delle suddette misure comporta la realizzazione di un'operazione di concentrazione in violazione del divieto di cui all'articolo 6, comma 1, della n. 287/1990;

RITENUTO, altresì, che il patto di non concorrenza previsto dallo *Share Purchasing Agreement* è accessorio all'Operazione nei soli limiti sopra descritti e che l'Autorità si riserva di valutare il suddetto patto che si realizzi oltre i limiti suddetti;

DELIBERA

di autorizzare l'Operazione, a condizione che Eni Plenitude S.p.A. S.B. dia piena ed effettiva esecuzione alle seguenti misure prescritte ai sensi dell'articolo 6, comma 2, della legge n. 287/1990:

A) Rinuncia all'acquisizione di Servizio Elettrico Roma S.p.A., così come descritto nell'accordo modificativo e integrativo dello Share Purchase Agreement, siglato dalle Parti in data 19 febbraio 2026.

B) Non discriminazione dei clienti domestici elettrici e dei piccoli clienti gas della provincia di Roma sulla base della loro localizzazione territoriale o della provenienza da Acea Energia S.p.A.

B.1. Ai clienti domestici di AE per la fornitura di energia elettrica e ai clienti di AE per la fornitura di gas naturale aventi consumi annui inferiori a 200.000 Smc localizzati nella provincia di Roma Eni Plenitude S.p.A. S.B. garantisce che:

(a) fino alla migrazione, le condizioni economiche ad essi attualmente praticate non saranno modificate, fatte salve le modifiche derivanti dall'evoluzione della regolamentazione applicabile e con l'esclusione [di alcuni specifici contratti in scadenza];

(b) a esito della migrazione, quando diventeranno clienti di Plenitude a tutti gli effetti, essi (i) transiteranno su condizioni economiche corrispondenti [omissis] a quelle godute al momento della migrazione e (ii) riceveranno il medesimo trattamento della *customer base* di Plenitude.

B.2. Nella vendita al dettaglio di energia elettrica a tutti i clienti domestici della propria *customer base* della provincia di Roma e nella vendita al dettaglio di gas naturale a tutti i clienti della propria *customer base* della provincia di Roma con consumi inferiori a 200.000 Smc/anno (customer base inclusive dei clienti ex ACEA), dal momento della migrazione e per i 24 mesi successivi, Eni Plenitude S.p.A. S.B. non praticherà ai clienti in questione [*non discriminazione su base territoriale*].

C) Cessione di stazioni di ricarica nell'area di Terni

1. Entro [omissis] dal *closing* dell'Operazione, prorogabili di [omissis] – previa comunicazione all'Autorità – nel caso in cui nel primo termine non fosse individuato un acquirente, Eni Plenitude S.p.A. S.B. cederà la stazione di ricarica di Plenitude on the Road sita in Terni [omissis].

2. Qualora non sia stato stipulato il contratto vincolante di compravendita con l'acquirente della stazione di ricarica di cui al punto C.1 entro i termini ivi previsti, Eni Plenitude S.p.A. S.B. dovrà cedere, entro [omissis] dal *closing* dell'Operazione, la suddetta stazione di ricarica individuando l'acquirente in questione senza la previsione di un prezzo minimo (potendo il prezzo del trasferimento risultare pari zero o anche negativo secondo la prassi della Commissione europea e dell'Autorità), conferendo a tal fine un mandato irrevocabile a un apposito fiduciario incaricato alla vendita (*divestiture trustee*), sottoposto all'approvazione dell'Autorità, almeno due settimane prima del termine ultimo previsto al punto C.1.

3. La comunicazione relativa alla nomina del *divestiture trustee* contiene tutte le informazioni atte a verificare l'idoneità dello stesso a svolgere il compito assegnato, analogamente a quanto previsto ai punti D.1 e D.3 seguenti.

4. L'Autorità verifica il possesso dei suddetti requisiti da parte del *divestiture trustee* e, qualora tale verifica dia esito negativo, potrà richiederne la modifica, analogamente a quanto previsto al punto D.2 seguente.

5. Eni Plenitude S.p.A. S.B. deve conferire il mandato al *divestiture trustee* entro una settimana dall'approvazione da parte dell'Autorità.

6. Il *divestiture trustee* trasmette in qualsiasi momento, entro i termini previsti, le informazioni richieste dall'Autorità in merito all'andamento del processo di dismissione, ai potenziali acquirenti e agli sviluppi delle trattative con tali soggetti.

D) Nomina di un fiduciario incaricato del monitoraggio (“Monitoring Trustee”) dell'attuazione delle misure di cui ai punti B) e C).

1. Entro 30 giorni dalla notifica del provvedimento, Eni Plenitude S.p.A. S.B. sottopone all'approvazione dell'Autorità il nome di un soggetto che propone di nominare come fiduciario incaricato del monitoraggio. La proposta deve contenere informazioni sufficienti per consentire all'Autorità di verificare che il soggetto proposto come fiduciario soddisfi i requisiti di cui al successivo punto D.3. e deve includere: (i) i termini del mandato proposto, che comprenderanno tutte le disposizioni necessarie per consentire al fiduciario di adempiere ai suoi obblighi ai sensi delle presenti misure; (ii) il curriculum vitae; (iii) lo schema di un piano di lavoro che descrive come il fiduciario svolgerà i compiti assegnati.

2. L'Autorità ha la facoltà di approvare o respingere il fiduciario proposto e di approvare il mandato proposto o di modificarlo opportunamente al fine di consentire al fiduciario di svolgere le proprie funzioni.

3. Il *Monitoring Trustee* deve soddisfare le seguenti caratteristiche: a) essere un soggetto indipendente rispetto alle Parti e alle imprese facenti parte dei rispettivi gruppi; b) possedere le qualifiche necessarie per svolgere il suo mandato; c) non essere, né essere stato esposto, a un conflitto di interessi. In particolare, il fiduciario non può aver ricoperto alcun incarico significativo per conto delle Parti e relativi gruppi nei due anni precedenti la propria nomina, né tantomeno potrà averne nei due anni successivi alla conclusione del proprio incarico.

4. Il *Monitoring Trustee* agirà per conto dell'Autorità al fine di assicurare l'ottemperanza alle misure disposte dal presente provvedimento.

5. Entro una settimana dalla comunicazione della delibera di approvazione dell'Autorità, la Parte dovrà nominare il *Monitoring Trustee*, che dovrà svolgere i seguenti compiti:

(i) verificare che fino alla migrazione le condizioni praticate ai clienti di Acea Energia S.p.A. non siano modificate;

(ii) verificare che, a esito della migrazione, ai clienti *ex* Acea Energia siano offerte condizioni equivalenti ([omissis] a quelle godute al momento della migrazione e che essi ricevano il medesimo trattamento della *customer base* di Plenitude;

(iii) verificare, sia per la vendita di energia elettrica ai clienti domestici che per la vendita di gas naturale ai clienti con consumi inferiori a 200.000 Smc/anno, che (a) nessuna delle offerte proposte da Plenitude sia destinata specificamente o prevalentemente ai clienti della provincia di Roma, (b) nessuna delle offerte proposte da Plenitude presenti condizioni economiche non regolate differenziate a seconda della localizzazione del cliente nella provincia di Roma o in altre aree, (c) nessuna delle offerte proposte da Plenitude presenti condizioni economiche non regolate differenziate a seconda di caratteristiche del consumatore riconducibili anche all'essere stato cliente di Acea Energia S.p.A.;

(iv) monitorare la cessione della stazione di ricarica di cui al punto C), verificando che essa sia ceduta ad un operatore indipendente dalle Parti;

(v) trasmettere all'Autorità una relazione semestrale sulle verifiche effettuate e i relativi esiti.

6. Il *Monitoring Trustee* cesserà le sue funzioni una volta terminata l'efficacia della misura B) e trasmetterà una relazione conclusiva sulla piena ed effettiva esecuzione delle misure prescritte.

Le misure correttive prescritte entreranno in vigore dalla notifica del provvedimento di autorizzazione della concentrazione.

Il presente provvedimento sarà notificato ai soggetti interessati e pubblicato sul 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

ANNEX 1: GUPPI

Energia elettrica

1. Al fine di valutare l'incentivo ad aumentare i prezzi (o più in generale deteriorare l'offerta) dell'entità *post-merger* è stato calcolato l'indice GUPPI per Plenitude, sulla base della seguente formula:

$$GUPPI_{Acea} = DR_{Acea \rightarrow Plenitude} * \frac{m_{Plenitude}}{P_{Acea}}$$

Dove:

$DR_{Acea \rightarrow Plenitude}$ indica il *diversion ratio* da Acea Energia a Plenitude;

$m_{Plenitude}$ è il margine di contribuzione (al netto dei costi variabili) medio per consumatore di Plenitude;

P_{ACEA} è il prezzo medio per consumatore di Acea Energia.

2. I DR sono stati stimati, sulla base dei dati forniti dalle Parti, come la frazione di clienti persa da un *player* in un dato periodo che ha scelto l'altro. Il margine di contribuzione medio di Plenitude è stato stimato dividendo i ricavi dalla vendita di energia elettrica ai clienti domestici della provincia di Roma al netto del costo di acquisto dell'energia e dei costi di acquisizione della clientela per il numero di clienti domestici di Plenitude. Il prezzo medio per consumatore di Acea Energia è stato stimato dividendo i ricavi per il mercato libero di Acea Energia per il numero di clienti domestici sul mercato libero di tale operatore.

3. Le variabili utili alla stima dell'indice GUPPI per Acea Energia sono riportate nella Tabella A1.

Tabella A1: GUPPI per Acea Energia

	2024	set-25
Margine Plenitude per cliente (€)	[omissis]	[omissis]
Ricavo medio per cliente di Acea Energia (€)	[omissis]	[omissis]
DR (%)	[20-30]	[20-30]
GUPPI Acea Energia (%)	7.0	6.6

Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dalle Parti

4. L'indice GUPPI per Plenitude è stato stimato, analogamente a quello di Acea Energia, sulla base della seguente formula:

$$GUPPI_{Plenitude} = DR_{Plenitude \rightarrow Acea} * \frac{m_{Acea}}{P_{Plenitude}}$$

dove le variabili utilizzate sono state stimate in maniera conforme a quelle relative al GUPPI Acea Energia e vengono riportate nella successiva tabella A2.

Tabella A2: GUPPI per Plenitude

	2024	set-25
Margine Plenitude per cliente (€)	[omissis]	[omissis]
Ricavo medio per cliente di Acea Energia	[omissis]	[omissis]
DR (%)	[1-10]	[1-10]
GUPPI Acea Energia (%)	3.5	3.2

Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dalle Parti

Gas

5. Le variabili utili alla stima dell'indice GUPPI, stimate conformemente a quelle utilizzate per l'energia elettrica, sono riportate nelle successive Tabelle A3 e A4.:

Tabella A3: GUPPI per Acea Energia

	2024	set-25
Margine Plenitude per cliente (€)	[omissis]	[omissis]
Ricavo medio per cliente di Acea Energia (€)	[omissis]	[omissis]
DR (%)	[20-30]	[20-30]
GUPPI Acea Energia (%)	7.5	9.0

Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dalle Parti

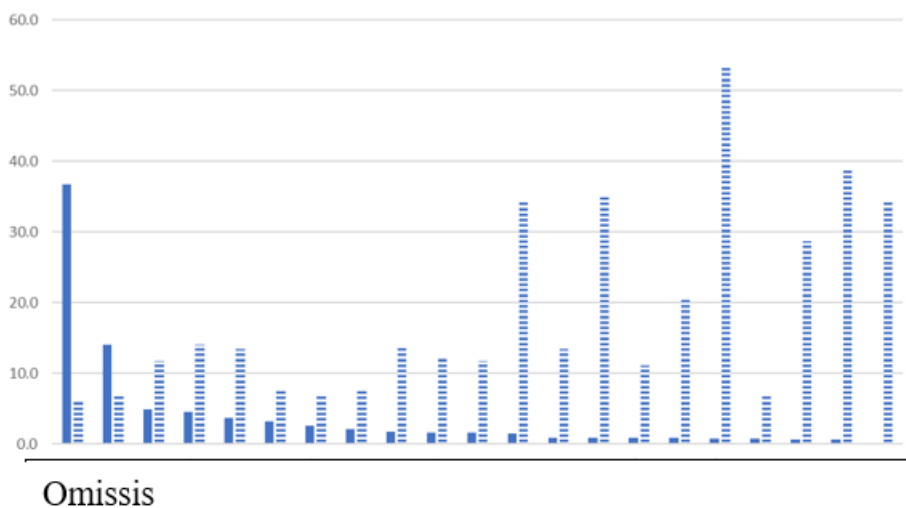
Tabella A4: GUPPI per Plenitude

	2024	set-25
Margine Plenitude per cliente (€)	[omissis]	[omissis]
Ricavo medio per cliente di Acea Energia	[omissis]	[omissis]
DR (%)	[1-10]	[1-10]
GUPPI Acea Energia (%)	5.8	4.7

Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dalle Parti

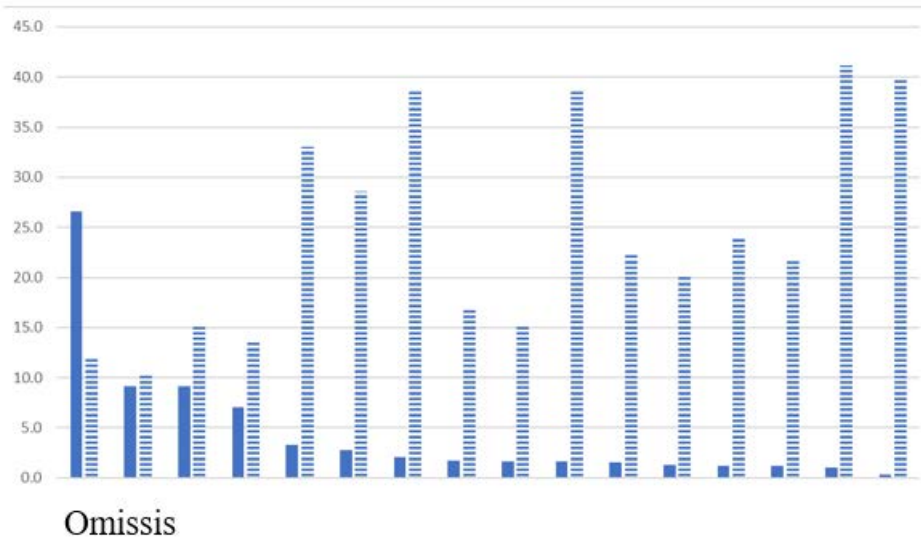
ANNEX 2: Distribuzione provinciale della base clienti e tasso di *churn* per operatore, Energia Elettrica

Figura 9: [primario operatore storico], dati al 30.09.2025



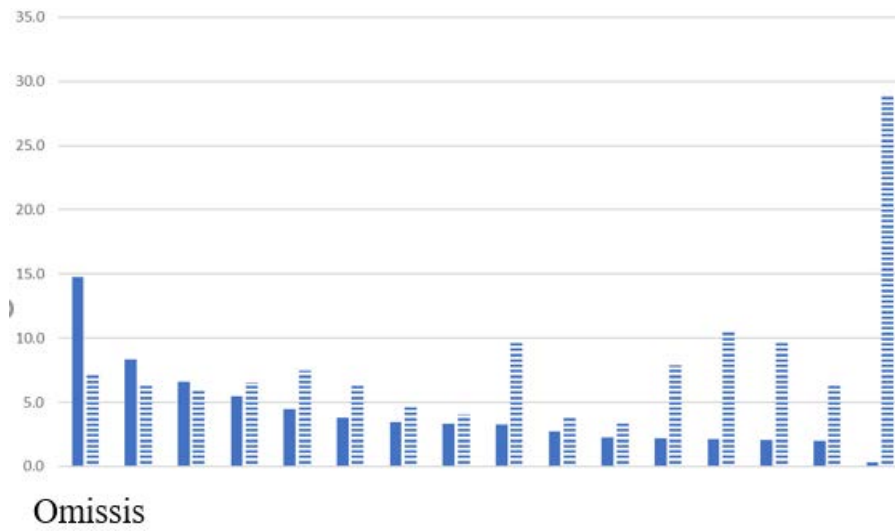
Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

Figura 10: [primario operatore storico], dati al 30.09.2025



Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

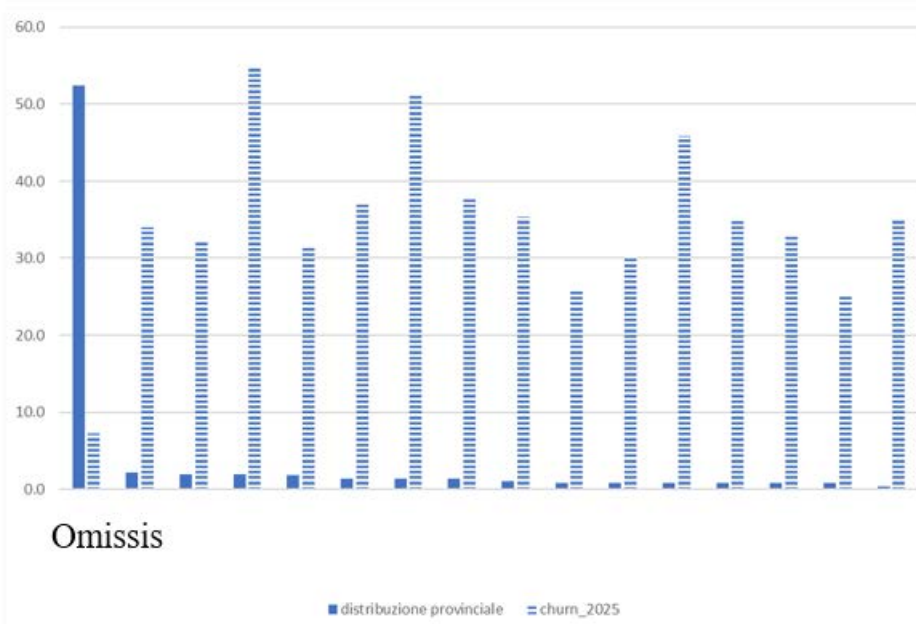
Figura 11: [primario operatore storico], dati al 30.09.2025



■ distribuzione provinciale ■ churn_2025

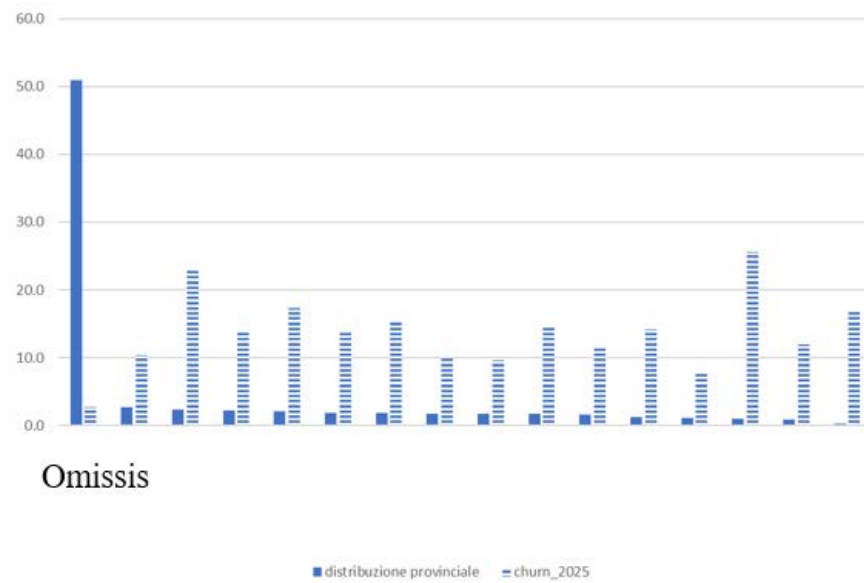
Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

Figura 12: [primario operatore storico], dati al 30.09.2025



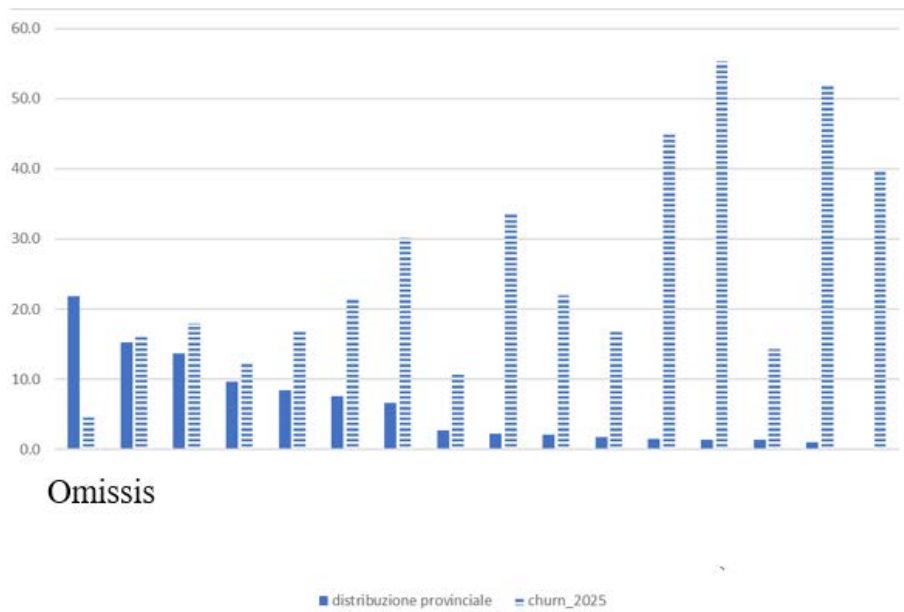
Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

Figura 13: [altro operatore storico], dati al 30.09.2025



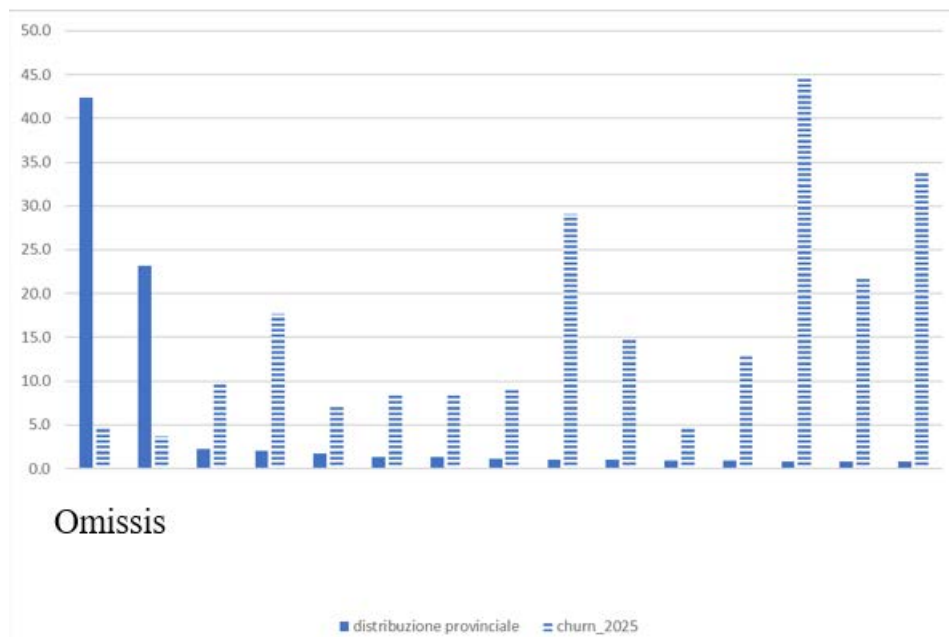
Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

Figura 14: [altro operatore storico], dati al 30.09.2025



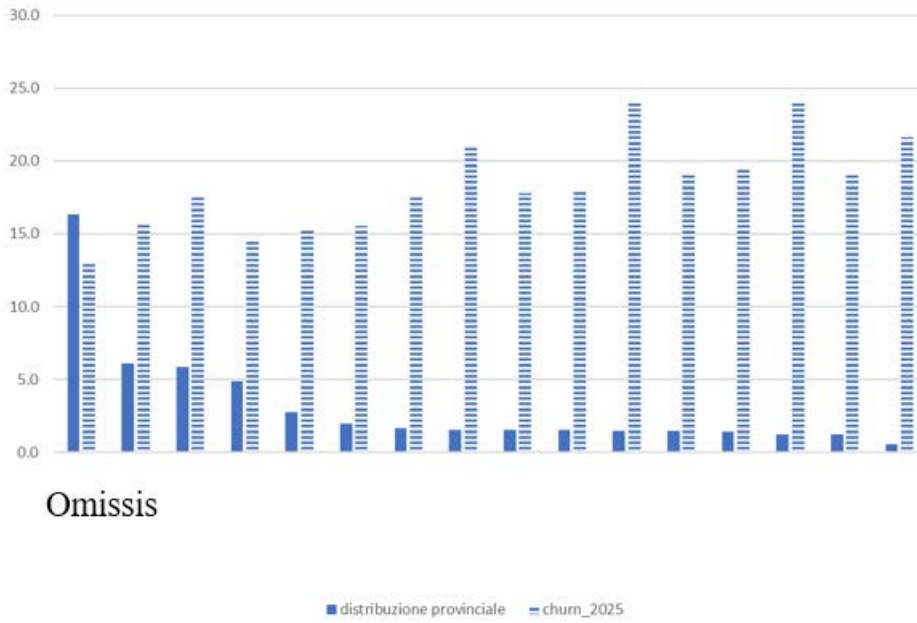
Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

Figura 15: [altro operatore storico], dati al 30.09.2025



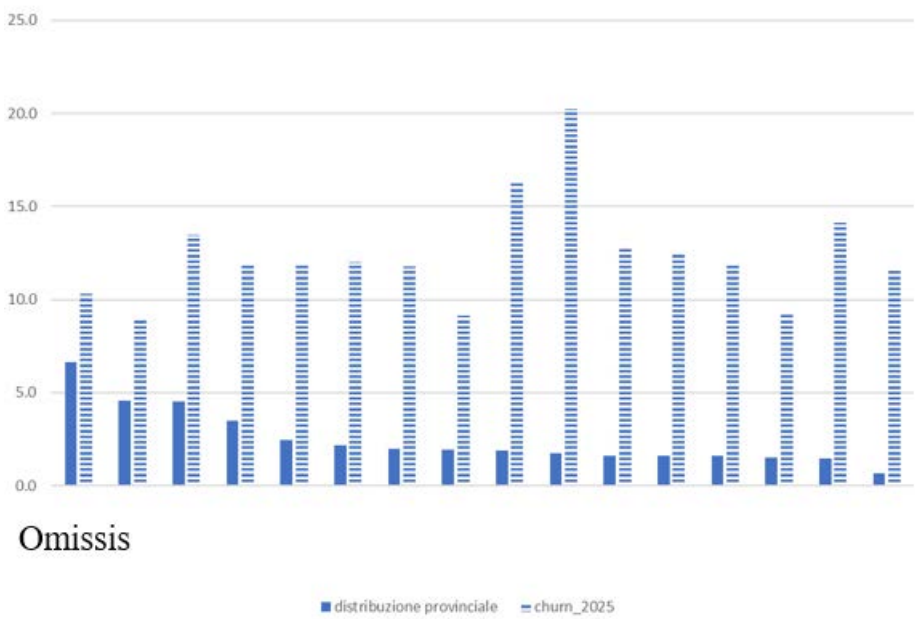
Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

Figura 16: [primario operatore storico], dati al 30.09.2025



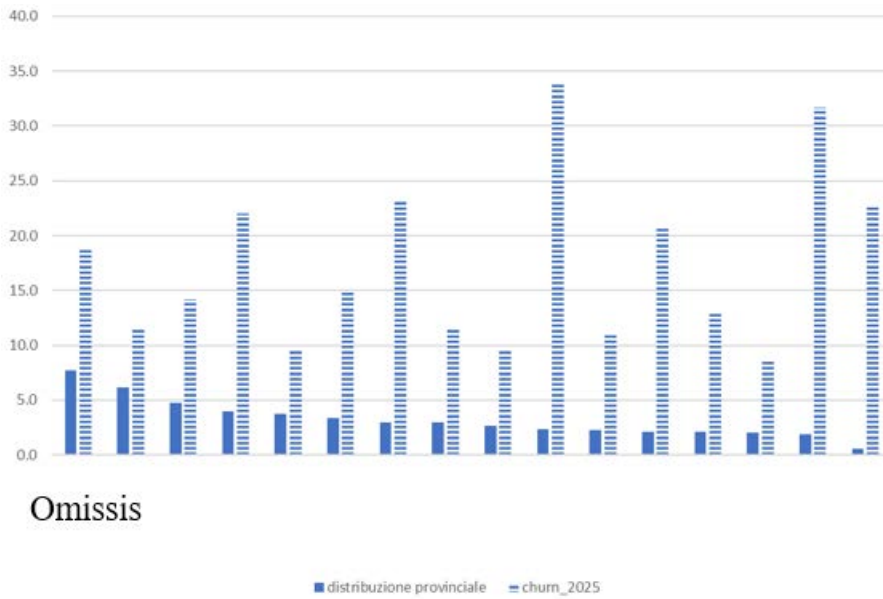
Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

Figura 17: [primario operatore storico], dati al 30.09.2025



Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

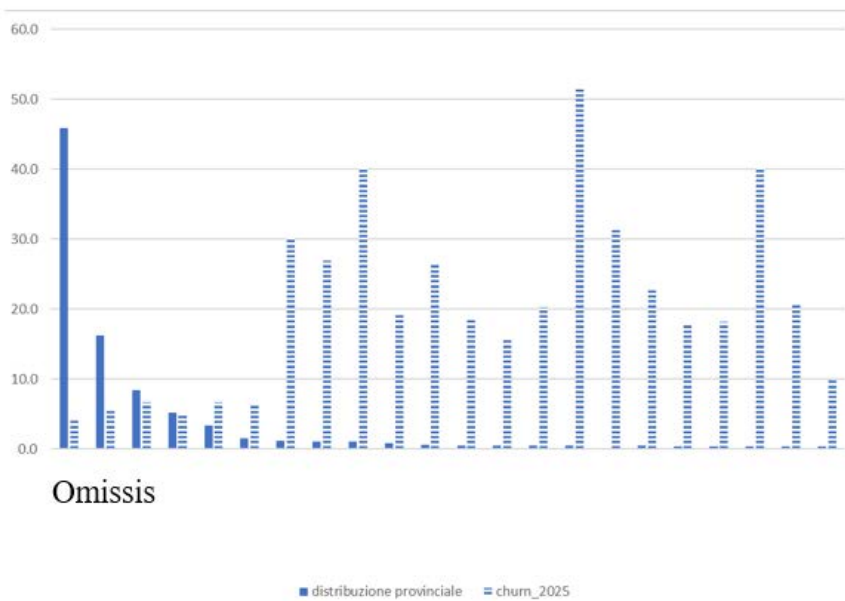
Figura 18: [primario operatore storico], dati al 30.09.2025



Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

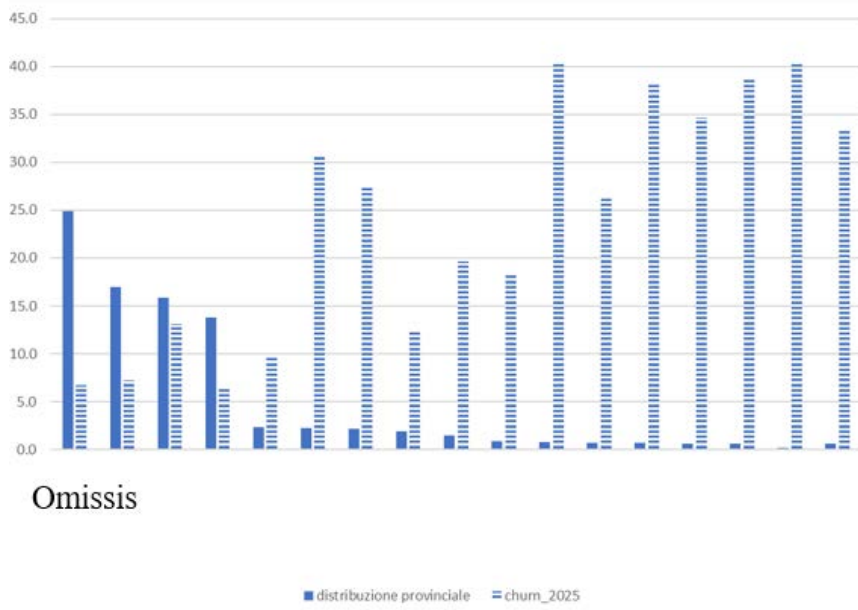
ANNEX 3: Distribuzione provinciale della base clienti e tasso di *churn* per operatore, gas

Figura 19: [primario operatore storico], dati al 30.09.2025



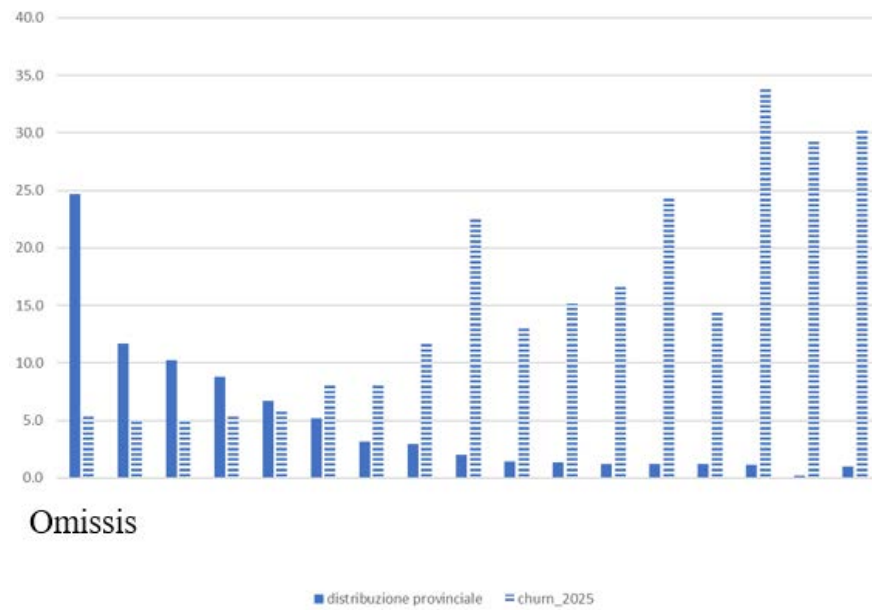
Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

Figura 20: [primario operatore storico], dati al 30.09.2025



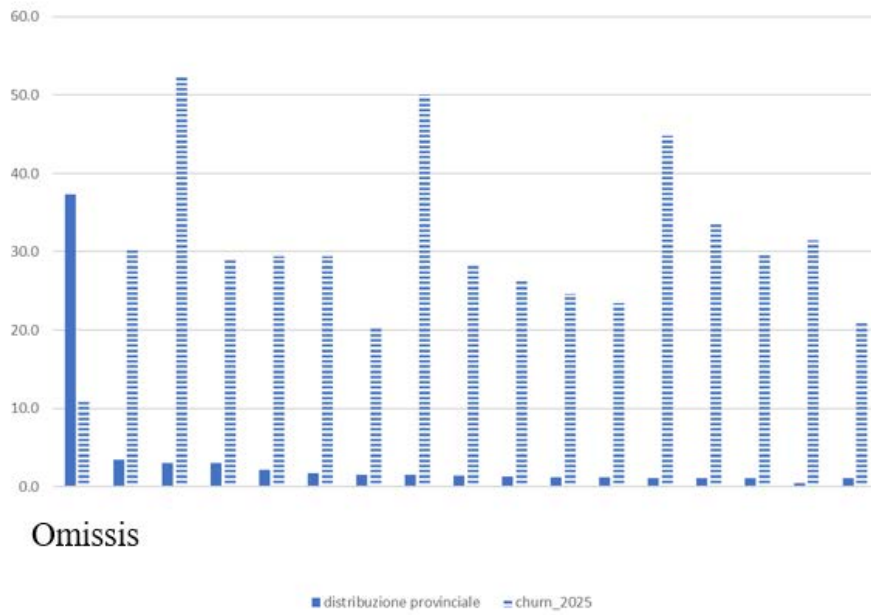
Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

Figura 21: [primario operatore storico], dati al 30.09.2025



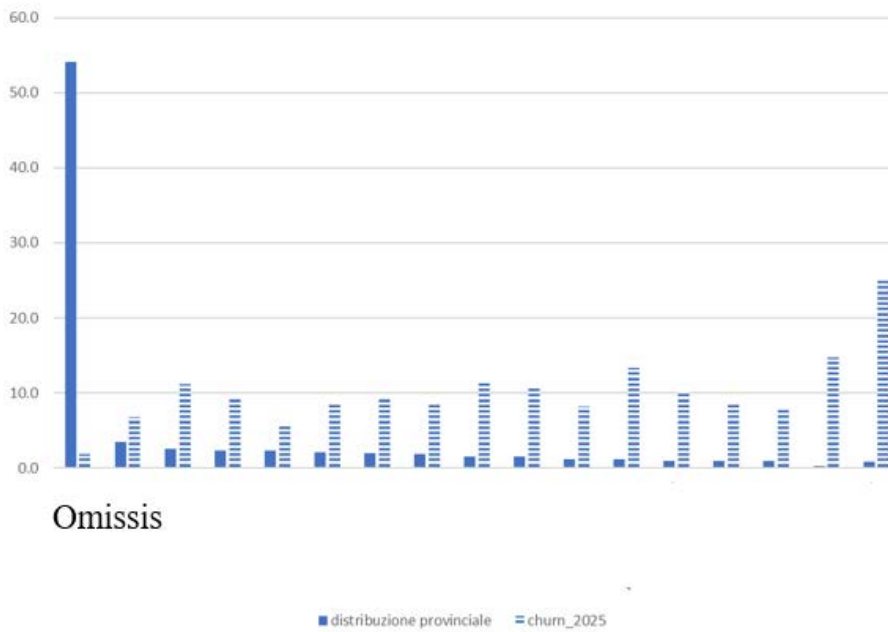
Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

Figura 22: [primario operatore storico], dati al 30.09.2025



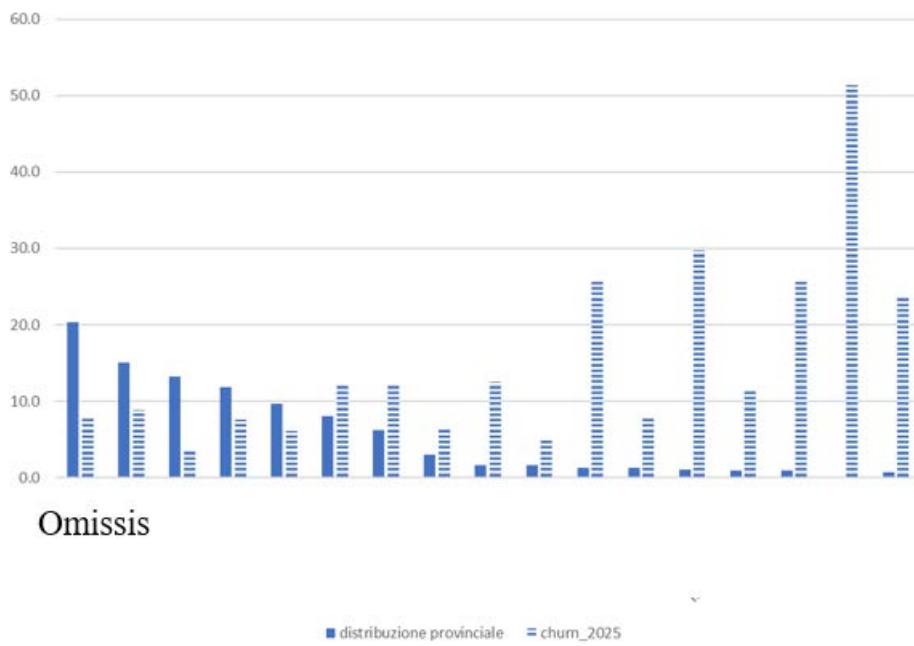
Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

Figura 23: [altro operatore storico], dati al 30.09.2025



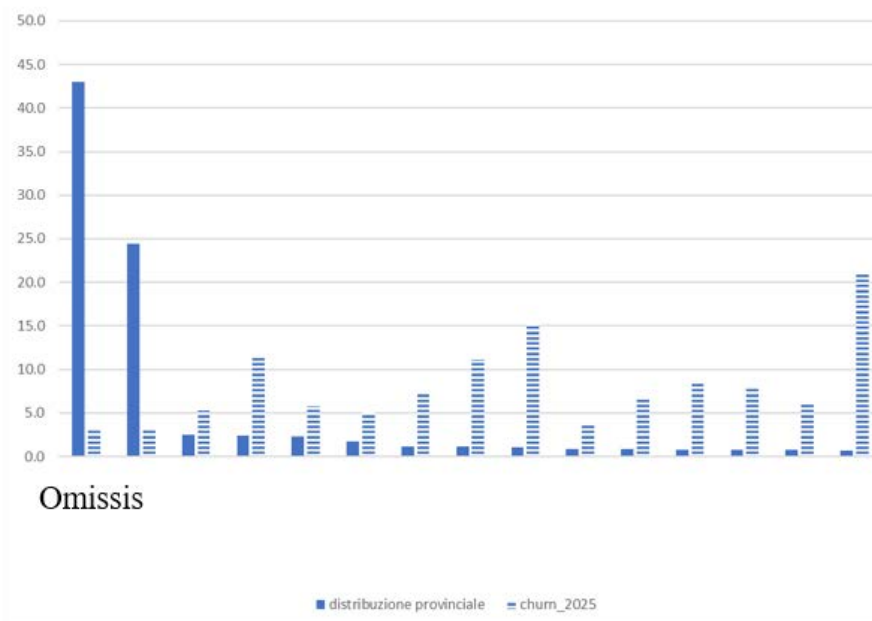
Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

Figura 24: [altro operatore storico], dati al 30.09.2025



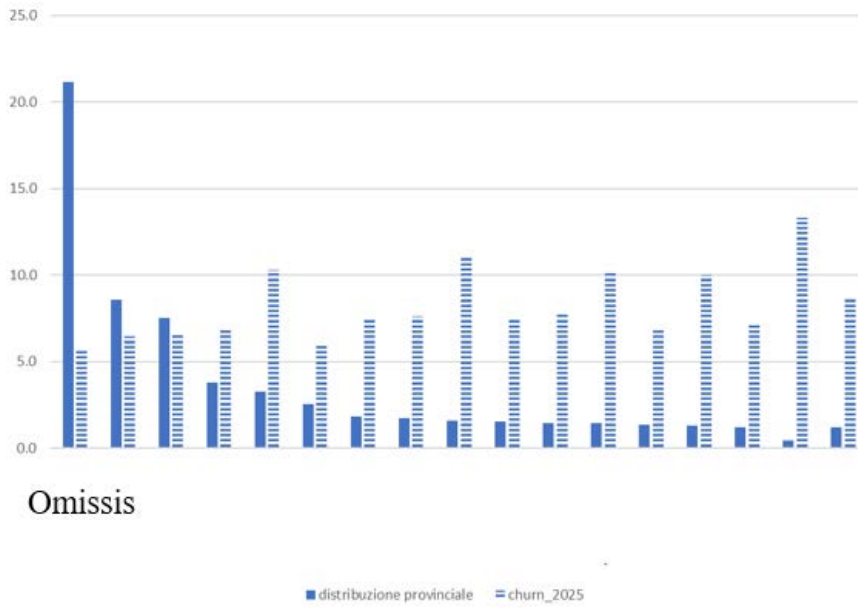
Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

Figura 25: [primario operatore storico], dati al 30.09.2025



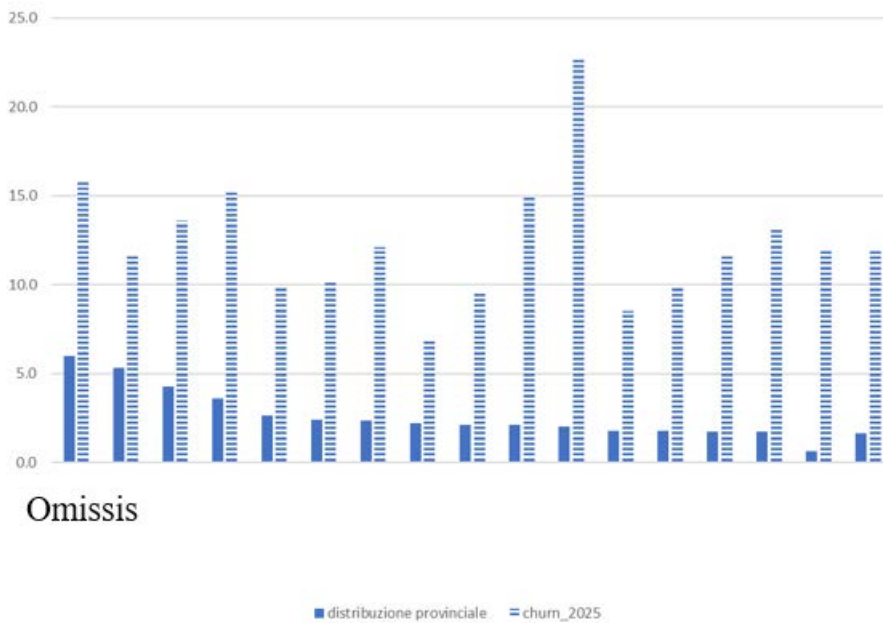
Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

Figura 26: [primario operatore storico], dati al 30.09.2025



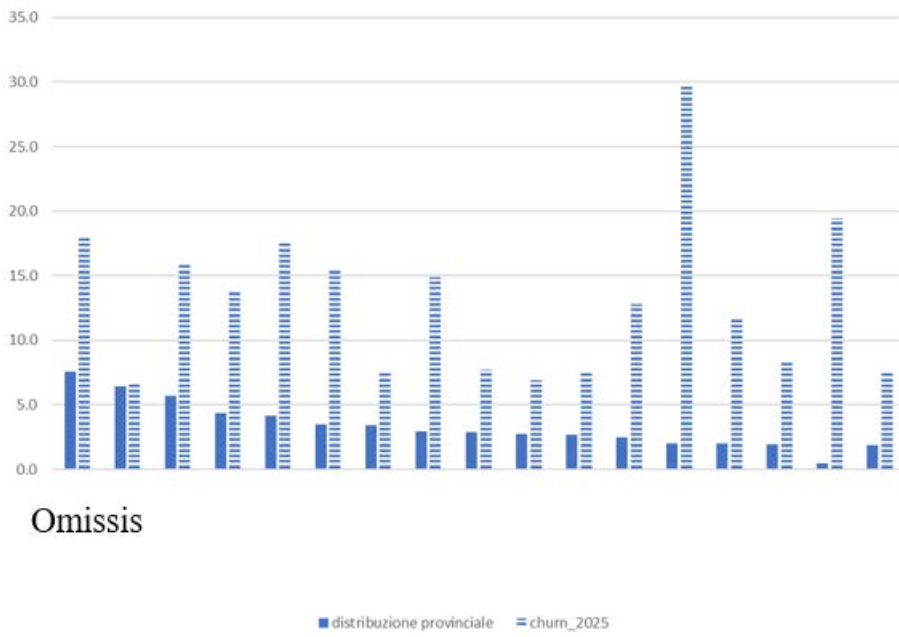
Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

Figura 27: [primario operatore storico], dati al 30.09.2025



Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

Figura 28: [primario operatore storico], dati al 30.09.2025



Omissis

Fonte: elaborazioni AGCM su dati forniti dall'Acquirente Unico

ANNEX 4: Quote di mercato nelle infrastrutture pubbliche di ricarica per i veicoli elettrici. Analisi a livello di catchment area.

Tabella 13: Quote di mercato in termini di PdR, catchment area di 4km

Centroide_id	Totale (PdR)	ACEA (%)	BeCharge (%)	Combined (%)
2	[omissis]	[70-75]	[5-10]	[80-85]
5	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
6	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
7	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[80-85]
8	[omissis]	[75-80]	[5-10]	[80-85]
9	[omissis]	[75-80]	[5-10]	[80-85]
12	[omissis]	[70-75]	[1-5]	[75-80]
13	[omissis]	[70-75]	[1-5]	[75-80]
14	[omissis]	[70-75]	[1-5]	[75-80]
15	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[80-85]
16	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
17	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
18	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[80-85]
19	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
20	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
21	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
22	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
23	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
24	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
25	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[80-85]
26	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[80-85]
27	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[80-85]
28	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[80-85]
29	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
30	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
31	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
32	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
33	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
34	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[80-85]
35	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[80-85]
36	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
37	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
38	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
39	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
40	[omissis]	[75-80]	[1-5]	[75-80]
41	[omissis]	[65-70]	[1-5]	[70-75]

Fonte: elaborazioni AGCM su dati PUN

Tabella 14: Quote di mercato in termini di PdR, catchment area di 1km

Centroide_id	Totale (PdR)	ACEA (%)	BeCharge (%)	Combined
16	[omissis]	[70-75]	[10-15]	[80-85]
17	[omissis]	[70-75]	[10-15]	[80-85]
21	[omissis]	[60-65]	[5-10]	[70-75]
22	[omissis]	[60-65]	[5-10]	[70-75]
23	[omissis]	[60-65]	[5-10]	[70-75]

Fonte: elaborazioni AGCM su dati PUN