

- per quanto riguarda il costo complessivo di approvvigionamento dell'energia elettrica (elementi PE e PD del corrispettivo PED), è applicata a tutti i clienti finali la logica di determinazione di tipo trimestrale. Pertanto, a partire dal 1° gennaio 2017, il corrispettivo PED è determinato con riferimento alla stima dei costi per l'approvvigionamento dell'energia elettrica nel trimestre oggetto di aggiornamento, ponderata con il profilo di prelievo dei clienti appartenenti a ciascuna tipologia contrattuale.

La quantificazione è poi effettuata, come in passato, tenendo conto del recupero relativo alla differenza tra la stima dei costi e la stima dei ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela nell'anno solare in cui gli aggiornamenti hanno luogo. La quantificazione del recupero prevede che la stima degli importi sia recuperata nei successivi sei mesi, mediante un'aliquota unitaria il cui valore viene sommato all'importo derivante dalla stima dei costi di acquisto e dispacciamento relativa alla quantificazione degli elementi PE e PD.

In base a quanto previsto dal Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali (TIV), l'Autorità ha quindi provveduto, come di consueto, ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per la maggior tutela secondo la metodologia sopra richiamata:

- per il trimestre aprile-giugno 2020, con la delibera 26 marzo 2020, 100/2020/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2020, con la delibera 25 giugno 2020, 240/2020/R/eel;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2020, con la delibera 29 settembre 2020, 351/2020/R/eel;
- per il trimestre gennaio-marzo 2021, con la delibera 29 dicembre 2020, 602/2020/R/eel.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Volume 1.

Per quanto riguarda i costi di commercializzazione al dettaglio, con la delibera 29 dicembre 2020, 604/2020/R/eel, sono stati aggiornati, con decorrenza dal 1° gennaio 2021, i valori:

- della componente RCV per la remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela;
- del corrispettivo PCV pagato dai clienti finali in maggior tutela e commisurato ai costi di commercializzazione sostenuti da un operatore efficiente del mercato libero;
- della componente $DISP_{BT}$ a restituzione del differenziale tra quanto complessivamente pagato a titolo di corrispettivo PCV e quanto riconosciuto agli esercenti mediante le componenti RCV. Tale componente è di norma soggetta ad aggiornamento all'inizio dell'anno, ma può subire successive modifiche, in occasione degli aggiornamenti trimestrali delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela.

Nell'ambito del suddetto aggiornamento l'Autorità ha sostanzialmente confermato le modalità di definizione della componente RCV già previste, per l'anno 2020, dalla delibera 27 dicembre 2019, 576/2019/R/eel, provvedendo alla quantificazione di tale componente sulla base di analisi effettuate a partire dalle informazioni messe a disposizione da un campione rappresentativo di esercenti la maggior tutela che operano in regime di separazione societaria.

Nel dettaglio, è stata confermata la differenziazione delle componenti di remunerazione degli esercenti la maggior tutela, al fine di rispecchiare le differenziazioni di costo unitario dei diversi esercenti, ascrivibili alla potenziale presenza di economie di scala presumibilmente connesse con l'ottimizzazione sia dei costi fissi, sia della gestione dei processi (tale fenomeno è indicato come "effetto dimensione"). In particolare, è stata confermata

CAPITOLO 8

l'applicazione di tre distinte componenti: la componente RCV da riconoscere agli esercenti societariamente separati che servono un numero rilevante di clienti finali (superiore a 10 milioni), la componente RCV_{sm} per gli altri esercenti societariamente separati e la componente RCV, per gli esercenti non societariamente separati. Trova, altresì, conferma la differenziazione di ciascuna di queste componenti per tipologia di clienti finali e per zone territoriali (Centro-Nord e Centro-Sud); tale distinzione è necessaria poiché l'ultima componente menzionata dipende dal riconoscimento differenziato degli oneri della morosità, fenomeno che mostra andamenti differenziati sul territorio nazionale. In relazione alla quantificazione dei livelli delle singole componenti:

- per gli oneri relativi alla morosità, si è riconosciuto il livello di *unpaid ratio* a 24 mesi, differenziato per zona geografica e tipologia di clienti; tale livello è stato determinato a partire dalle informazioni trasmesse dagli esercenti la maggior tutela e tenendo conto di una gestione efficiente del credito da parte dei singoli esercenti. Nello specifico, il livello del tasso è risultato pari a:
 - 0,24% per i clienti domestici, zona Centro-Nord;
 - 0,72% per i clienti domestici, zona Centro-Sud;
 - 1,15% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione – altri usi, zona Centro-Nord;
 - 2,50% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione – altri usi, zona Centro-Sud;
- per gli altri costi operativi, sono stati presi a riferimento i valori di costo del 2019, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche ed escludendo i costi relativi al marketing e all'acquisizione dei clienti, in quanto funzioni non inerenti all'attività di commercializzazione al dettaglio del servizio di maggior tutela;
- per la remunerazione del capitale investito netto, si è effettuata la quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un esercente deve far fronte nell'ambito dell'erogazione del servizio, ed è stata utilizzata la metodologia *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*, confermando il livello del tasso di interesse nominale pari a 6,5% utilizzato per l'anno 2020 e non considerando, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

In merito alla remunerazione degli esercenti la maggior tutela, anche per il 2021 operano meccanismi di riconoscimento ulteriori rispetto all'applicazione della componente RCV, atti alla copertura di costi di morosità non inclusi nella definizione della suddetta componente e applicabili ai soli esercenti che presentino detti costi. Si tratta in particolare del meccanismo di riconoscimento per la compensazione della morosità legata a prelievi fraudolenti e del meccanismo di compensazione dei costi di morosità sopportati dagli esercenti la maggior tutela di minori dimensioni rispetto all'operatore dominante, per il quale il livello di costo sostenuto risente anche dell'efficientamento connesso alla propria dimensione aziendale.

Rispetto agli anni precedenti, inoltre, con la delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel, è stata rimandata a successivo provvedimento la definizione delle modalità applicative del meccanismo di compensazione uscita clienti relativo all'anno 2021. Tale meccanismo compensa la mancata copertura di eventuali costi fissi, che potrebbero di norma manifestarsi nell'ipotesi di un'uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela superiore ai livelli fisiologici, già considerati dall'Autorità nell'ambito dell'aggiornamento annuale delle componenti RCV. Le ragioni del rinvio relativamente al 2021 sono connesse all'esigenza di condurre valutazioni complessive che tengano conto anche dell'assetto previsto per il servizio di tutele gradual, che nel primo semestre del 2021, in via transitoria, è erogato dagli stessi esercenti la maggior tutela.

La richiamata delibera 604/2020/R/eel ha, altresì, aggiornato il corrispettivo PCV, mantenendo la differenziazione tra le diverse tipologie di clientela già prevista in precedenza. I livelli fissati a decorrere dal 1° gennaio 2021 sono stati definiti considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, un livello di *unpaid ratio* riconosciuto definito a partire dal tasso di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi dalla loro emissione rilevato dai venditori sul mercato libero e considerando il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e gestione del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari a 1,51%, differenziato per tipologie di clienti (1,17% per i clienti domestici e 1,73% per i clienti BT altri usi);
- per gli altri costi operativi, i valori di costo dell'anno 2019, desumibili dai conti annuali separati inviati dagli operatori ai sensi della normativa sull'*unbundling*, comprensivi dei costi connessi con le politiche di marketing e acquisizione della clientela, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche;
- per la remunerazione del capitale investito netto, l'adozione di una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un venditore deve far fronte nell'ambito della propria attività di vendita e fissando l'esposizione media in 54 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la metodologia WACC, confermando il tasso di interesse nominale di livello pari a 6,7% utilizzato per il 2020, e non considerando, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la cui copertura è previsto un riconoscimento separato.

Infine, con riferimento alla componente $DISP_{BT}$, la delibera 604/2020/R/eel ha fissato i nuovi valori in vigore a decorrere dal 1° gennaio 2021, mantenendo la struttura prevista già per il 2020, costituita unicamente da una quota fissa (€/POD/anno), e la distinzione dell'aliquota applicata ai clienti domestici e ai clienti BT altri usi.

Servizio di salvaguardia

Con il decreto 21 ottobre 2010, il Ministro dello sviluppo economico ha previsto l'adozione di uno specifico meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti il servizio di salvaguardia, relativi al mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili (c.d. meccanismo di reintegrazione salvaguardia). In particolare, il provvedimento ha stabilito che l'Autorità deve definire le modalità di attuazione delle procedure di recupero e di gestione del credito, che gli esercenti la salvaguardia sono tenuti a implementare per accedere al meccanismo. Il suddetto meccanismo di reintegrazione prevede il riconoscimento degli oneri sostenuti sulla base di criteri incentivanti, attraverso la previsione di premi e penalità a seconda del livello dei crediti non riscossi rispetto al fatturato e decorso un determinato periodo di tempo dall'emissione della fattura non pagata, al fine di mantenere sul soggetto che eroga il servizio l'incentivo a una gestione efficiente del credito. In merito alle modalità di copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione, il decreto ha stabilito che essi siano posti a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, il cosiddetto corrispettivo di reintegrazione oneri salvaguardia (di seguito: corrispettivo di reintegrazione), di cui all'art. 25-bis del Testo integrato delle disposizioni in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*) (TIS)⁴, applicato ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali con diritto alla salvaguardia. Su tale

4 Approvato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (oggi ARERA) con delibera 4 agosto 2009, ARG/nelt/107/09.

CAPITOLO 8

aspetto, l'Autorità ha da tempo ritenuto opportuno differenziare il corrispettivo da applicare ai clienti serviti in regime di salvaguardia e quello destinato agli altri clienti che, pur avendo diritto al servizio, sono serviti nel mercato libero. I criteri e le modalità applicative del meccanismo suddetto in essere per il periodo di assegnazione dell'esercizio della salvaguardia 2019-2020 sono disciplinati dalla delibera 28 settembre 2018, 485/2018/R/eel. Con riferimento al tale esercizio, la delibera 10 novembre 2020, 454/2020/R/eel, ha fissato, coerentemente con le modalità già individuate dalla delibera 485/2018/R/eel, i parametri rilevanti per la determinazione dell'ammontare relativo al meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili relativi all'anno 2018. Infine, la delibera 29 settembre 2020, 356/2020/R/eel, ha confermato tali criteri e modalità applicative anche per il meccanismo in essere per il periodo di assegnazione dell'esercizio della salvaguardia in corso 2021-2022.

Il servizio di salvaguardia è erogato dagli operatori individuati attraverso specifiche procedure di selezione, svolte sulla base degli indirizzi emanati dal Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità. Per la selezione dei nuovi esercenti il servizio di salvaguardia per il biennio 2021-2022, l'Autorità, con la delibera 29 settembre 2020, 356/2020/R/eel, ha rivisto la disciplina del servizio anche tenuto conto dell'esito della consultazione condotta a mezzo del documento 28 luglio 2020, 297/2020/R/eel.

In particolare, rispetto alle precedenti assegnazioni del servizio, con la delibera 356/2020/R/eel:

- è stata rivista la configurazione delle aree per l'assegnazione del servizio, per tenere conto della revisione delle zone di mercato all'ingrosso decorrente dal 1° gennaio 2021, ai sensi delle delibere 12 luglio 2018, 386/2018/R/eel, e 19 marzo 2019, 103/2019/R/eel;
- sono stati integrati i requisiti di solidità economico-finanziaria e di onorabilità per la partecipazione alle procedure;
- sono stati inclusi, nelle informazioni pre-gara da mettere a disposizione degli esercenti che partecipano alle procedure, i dati sui quantitativi di energia elettrica riconducibili a prelievi fraudolenti dei clienti finali del servizio di salvaguardia;
- è stata prevista l'introduzione, da parte di Acquirente unico, di modalità telematiche per la trasmissione delle istanze di partecipazione alle gare;
- sono stati introdotti specifici meccanismi di reintegrazione a favore degli esercenti la salvaguardia da applicare con riferimento ai prelievi dei clienti che accedono al servizio a valle della risoluzione del contratto di dispacciamento e/o trasporto del venditore del mercato libero, nello specifico prevedendo:
 - un meccanismo atto a riequilibrare gli esercenti rispetto alla mancata applicazione del parametro *omega* (Ω), formulato in sede di gara, per il periodo intercorrente dall'attivazione del servizio fino all'ultimo giorno del mese successivo alla data di tale attivazione;
 - un meccanismo atto a compensare gli esercenti degli eventuali oneri di sbilanciamento che l'attivazione di nuovi clienti secondo le tempistiche di cui alla delibera 11 febbraio 2020, 37/2020/R/eel, potrebbe comportare in termini di programmazione dei prelievi, perlomeno nei primi giorni di attivazione della fornitura.

Il 25 novembre 2020 Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali. Con riferimento agli esiti, nella tavola 8.1 sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente il servizio prescelto e il valore del parametro Ω che, sommato al valore del Prezzo unico nazionale (PUN), contribuisce alla determinazione del prezzo relativo alla componente di acquisto dell'energia elettrica per i clienti del servizio di salvaguardia di ciascuna area territoriale.

MERCATI RETAIL • Intersettoriale

TAV. 8.1 Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro Ω

AREA GEOGRAFICA	OPERATORE	VALORE DEL PARAMETRO Ω (€/MWh)
Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige	Enel Energia	14,90
Lombardia	A2A Energia	10,17
Veneto, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia	Enel Energia	10,90
Toscana, Marche, Sardegna	A2A Energia	13,57
Lazio	Enel Energia	13,30
Campania, Abruzzo, Umbria	Hera Comm	16,84
Puglia, Molise, Basilicata	Enel Energia	11,80
Calabria	Enel Energia	26,60
Sicilia	Enel Energia	17,80

Fonte: ARERA.

Servizio a tutele graduali per le piccole imprese – legge n. 124/2017

Il termine previsto dalla legge n. 124/2017 per il superamento del servizio di maggior tutela è stato oggetto nel tempo di successivi rinvii: la legge prevedeva la rimozione del servizio al 1° luglio 2020 e attribuiva all'Autorità il compito di disciplinare un servizio di salvaguardia, da assegnare tramite procedure concorsuali e da erogare a condizioni che incentivassero il passaggio dei clienti al mercato libero, rivolto ai clienti senza fornitore all'indomani del venire meno della maggior tutela.

Successivamente, la legge n. 124/2017 è stata modificata dal decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8, che ha prorogato il termine di superamento del servizio di maggior tutela rispettivamente al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e al 1° gennaio 2022 per i clienti domestici e le micro-imprese. Tale ultima scadenza è stata da ultimo differita al 1° gennaio 2023 dalla legge n. 21/2021; al contempo è stato previsto per i clienti non riforniti nel mercato libero un servizio di ultima istanza "a tutele graduali" (analogo a quello originariamente denominato dalla legge n. 124/2017 "servizio di salvaguardia"), disciplinato dall'Autorità.

In attuazione delle disposizioni della legge n. 124/2017, l'Autorità, a seguito del documento per la consultazione 16 giugno 2020, 220/2020/R/eel, ha adottato la delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel, con la quale ha disciplinato il servizio a tutele graduali, rivolto alle piccole imprese e alle micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW e che, a partire dal 1° gennaio 2021, non risultano titolari di un contratto a condizioni di libero mercato. La regolazione del servizio per le restanti micro-imprese e per i clienti domestici sarà invece oggetto di successivi interventi regolatori.

In dettaglio, la delibera 491/2020/R/eel ha previsto che, in ossequio al quadro legislativo vigente, il servizio a tutele graduali sia effettuato da esercenti selezionati attraverso apposite procedure di gara; tuttavia, in ragione delle tempistiche necessarie all'organizzazione di tali gare, è stato istituito un periodo di erogazione provvisoria del servizio per il periodo 1° gennaio 2021-30 giugno 2021, all'interno del quale la fornitura è erogata dagli esercenti la maggior tutela a condizioni economiche definite dall'Autorità che prevedono, tra l'altro, l'applicazione di un prezzo dell'energia elettrica pari ai prezzi consuntivi del mercato all'ingrosso. Successivamente, a partire dal 1° luglio 2021, l'erogazione del servizio a tutele graduali avverrà a opera degli assegnatari del servizio in esito alle gare. A tal fine, la delibera 491/2020/R/eel ha:

- individuato nove aree territoriali per l'assegnazione del servizio;

CAPITOLO 8

- identificato i dati che saranno messi a disposizione dei partecipanti alle gare al fine di fornire informazioni utili per la formulazione della propria offerta, oltre che i relativi tempi di messa a disposizione;
- stabilito le tempistiche per lo svolgimento delle procedure di gara e i criteri di selezione degli esercenti;
- determinato i requisiti che gli operatori che partecipano alle gare devono dimostrare di possedere, nonché le garanzie che dovranno essere corrisposte;
- stabilito le cause di decadenza dall'incarico e le modalità di erogazione del servizio a tutele gradualì in tali circostanze;
- definito le condizioni contrattuali (analoghe a quelle delle offerte PLACET) ed economiche applicabili ai clienti del servizio. Con riguardo a tali condizioni, oltre alla previsione di un prezzo dell'energia elettrica pari ai prezzi consuntivi del mercato all'ingrosso, è stata prevista l'applicazione di un prezzo, definito sulla base degli esiti delle gare, indifferenziato a livello nazionale; a tal fine è stato introdotto un meccanismo di compensazione tra gli esercenti il servizio atto a riconoscere a ciascuno di loro l'effettivo valore della propria offerta economica così come risultante dagli esiti di gara rispetto a quanto ottenibile dall'applicazione del predetto prezzo territorialmente indifferenziato;
- individuato, in maniera analoga al servizio di salvaguardia rivolto ai clienti di maggiori dimensioni, meccanismi di reintegrazione degli esercenti relativi agli oneri non recuperabili della morosità connessi ai clienti non disalimentabili e ai casi di attivazione del servizio a seguito di fallimento del venditore/utente del dispacciamento del mercato libero;
- fissato la durata del periodo di assegnazione del servizio pari a tre anni (dal 1° luglio 2021 al 30 giugno 2024).

La delibera in parola, infine, ha previsto l'adozione di uno specifico meccanismo di reintegrazione dei crediti non recuperabili generati dai clienti non disalimentabili nell'ambito del servizio a tutele gradualì (c.d. meccanismo di reintegrazione tutele gradualì). Ne definisce, inoltre, i criteri e le modalità incentivanti a un'efficiente gestione del credito da parte degli esercenti, coerentemente con l'analogo meccanismo di reintegrazione salvaguardia. Pertanto, anche il meccanismo di reintegrazione tutele gradualì prevede il riconoscimento degli oneri sostenuti sulla base di criteri incentivanti, attraverso la previsione di premi e penalità a seconda del livello dei crediti non riscossi rispetto al fatturato e decorso un determinato periodo di tempo dall'emissione della fattura non pagata. In tal modo il meccanismo mantiene sul soggetto che eroga il servizio l'incentivo a una gestione efficiente del credito. In seguito, la delibera 16 febbraio 2021, 53/2021/R/eel, ha stabilito che la copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione tutele gradualì sia posta a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, di cui all'art. 25-ter del TIS, da valorizzare con successivo provvedimento.

Mercato del gas

In relazione al settore del gas naturale, la legge n. 125/2007 ha previsto che l'Autorità definisca transitoriamente i prezzi di riferimento per le forniture ai clienti domestici, che le imprese di vendita, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, comprendono tra le proprie offerte commerciali. Tale impianto è stato successivamente confermato dal decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, così come modificato dal decreto legge 21 giugno 2013, n. 69 (convertito dalla legge 9 agosto 2013, n. 98), che ha previsto che nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, e per i soli clienti domestici, l'Autorità continui transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento, ai sensi delle disposizioni dettate dalla legge n. 125/2007. Tale disciplina transitoria di prezzo sarà superata, ai sensi della legge n. 124/2017, come da ultimo modificata dalla legge n. 21/2021, a partire dal 1° gennaio 2023.

Servizio di tutela: aggiornamento delle condizioni economiche di erogazione del servizio – costi di approvvigionamento e di commercializzazione

In conformità al Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG), di cui all'allegato A della delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato, l'Autorità ha aggiornato le condizioni economiche applicate ai clienti serviti nell'ambito del servizio di tutela.

In particolare, con cadenza trimestrale, è stata aggiornata la componente $C_{MEM,1}$ a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso; sono state, inoltre, aggiornate anche le altre componenti delle condizioni economiche di fornitura.

Con riferimento agli aggiornamenti trimestrali, l'Autorità è intervenuta ad aggiornare le citate componenti:

- per il trimestre aprile-giugno 2020, con la delibera 26 marzo 2020, 100/2020/R/gas;
- per il trimestre luglio-settembre 2020, con la delibera 25 giugno 2020, 241/2020/R/gas;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2020, con la delibera 29 settembre 2020, 352/2020/R/gas;
- per il trimestre gennaio-marzo 2021, con la delibera 29 dicembre 2020, 601/2020/R/gas.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Volume 1.

Con la delibera 29 dicembre 2020, 603/2020/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, a partire dal 1° gennaio 2021, i livelli della componente QVD attinente alla commercializzazione al dettaglio del servizio di tutela, confermando i criteri adottati per la definizione e la quantificazione della componente relativa all'anno 2020. In particolare, l'aggiornamento è stato effettuato sulla base dell'analisi dei dati e delle informazioni forniti da un campione di operatori di maggiori dimensioni e considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, il livello di *unpaid ratio* riconosciuto, definito a partire dal tasso di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi dalla loro emissione e rilevato dai venditori sul mercato libero, considerando, inoltre, il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e di gestione del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari a 1,09%, non differenziato per tipologie di clienti;
- per gli altri costi operativi, i valori di bilancio consuntivo riferiti all'anno 2019, a disposizione dell'Autorità in virtù della disciplina sull'*unbundling*, comprensivi dei costi connessi con le politiche di marketing e di acquisizione della clientela, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione del gas naturale e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche;
- per la remunerazione del capitale investito netto, l'adozione di una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un venditore deve far fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 47 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la metodologia WACC, confermando, in coerenza con quanto fatto anche per il settore dell'energia elettrica, il tasso di interesse nominale di livello pari a 6,7%, e non considerando, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la cui copertura è previsto un riconoscimento separato.

CAPITOLO 8

Con la medesima delibera 603/2020/R/gas sono stati altresì aggiornati, a partire dal 1° gennaio 2021, i valori della componente UG_{2s} in coerenza con quanto previsto dalla delibera 30 giugno 2020, 247/2020/R/gas, emanata in ottemperanza alla sentenza del TAR Lombardia, sezione I, 7 gennaio 2020, n. 38, di annullamento parziale della delibera 29 gennaio 2019, 32/2019/R/gas. In particolare, la delibera 247/2020/R/gas ha rideterminato il perimetro di applicazione dell'elemento UG_{2s} della componente UG_{2s} , estendendolo a tutti i clienti finali connessi alla rete di distribuzione, limitatamente ai primi 200.000 $S(m^3)$ prelevati in un anno, e ha previsto che tale elemento UG_{2s} sia determinato in maniera differenziata tra i clienti con consumi annui fino a 200.000 $S(m^3)$ e i clienti che eccedono tale soglia di consumo.

Servizio di tutela: modalità di determinazione della materia prima gas

Con riferimento alle modalità di determinazione della materia prima gas, la delibera 24 marzo 2020, 84/2020/R/gas, ha confermato anche per tutto l'anno termico 2020-2021 il riferimento alle quotazioni del gas sul mercato TTF (*Title Transfer Facility*) per la determinazione della componente relativa all'approvvigionamento all'ingrosso $C_{MEM,1}$.

Il periodo di applicazione del riferimento alle quotazioni del gas sul mercato TTF è stato fissato in considerazione delle analisi relative al grado di liquidità del mercato nazionale e della previsione della cessazione delle tutele di prezzo per tutte le categorie di piccoli consumatori, sia nel settore dell'energia elettrica sia nel settore del gas naturale.

Relativamente alla componente dei costi delle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso (CCR) la medesima delibera 84/2020/R/gas ha stabilito i valori per l'anno termico 2020-2021, confermando i criteri utilizzati nella delibera 26 marzo 2019, 112/2019/R/gas.

Servizio di fornitura di ultima istanza e servizio di default di distribuzione

Nel settore del gas naturale, sono previsti due specifici servizi di ultima istanza per i clienti finali connessi alla rete di distribuzione: il servizio di fornitura di ultima istanza (servizio FUI) e il servizio di *default* di distribuzione (servizio di *default* o FD_{2s}). Il servizio FUI garantisce unicamente la continuità della fornitura ai clienti vulnerabili, tra i quali si possono annoverare i clienti domestici, i condomini a uso domestico, i clienti altri usi con consumi fino a 50.000 $S(m^3)$ /anno purché non morosi, nonché le utenze relative ad attività di servizio pubblico⁵. Il servizio di *default*, invece, è volto a garantire il bilanciamento della rete nei confronti dei clienti che non hanno diritto al servizio FUI, poiché non rientranti nelle tipologie sopra richiamate⁶. Il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, stabilisce, infatti, che l'impresa di distribuzione territorialmente competente è tenuta a garantire il bilanciamento della propria rete in relazione al prelievo presso tale punto per il periodo in cui non sia possibile la sua disalimentazione fisica, secondo le modalità e le condizioni definite dall'Autorità. In ottemperanza alle suddette previsioni, l'Autorità ha previsto l'istituzione del servizio di *default*.

⁵ Rientrano nella tipologia di attività di servizio pubblico: ospedali, case di cura e di riposo, carceri, scuole e altre strutture pubbliche e private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza.

⁶ L'attivazione dell' FD_{2s} è, altresì, prevista anche per i clienti che hanno diritto al servizio FUI, ma per i quali l'attivazione di questo servizio risulta impossibile (per esempio, in quanto il FUI non è stato selezionato).

MERCATI RETAIL • Intersettoriale

Negli ultimi anni l'Autorità è intervenuta con numerosi affinamenti in relazione alla disciplina applicabile ai servizi di ultima istanza e, in particolare, il servizio di *default* ha avuto pieno avvio con riferimento all'anno termico 2013-2014⁷. L'Autorità, nell'ambito del TIVG, ha disciplinato le modalità e le tempistiche di attivazione e di cessazione del servizio, le procedure di subentro nelle capacità di trasporto e di distribuzione di gas naturale, nonché le condizioni economiche che i soggetti sono tenuti ad applicare ai clienti finali serviti e gli specifici meccanismi di copertura degli oneri relativi alla morosità inerenti, per il FUI, ai clienti non disalimentabili (corrispondenti ai clienti appartenenti alla tipologia di utenze del servizio pubblico) e, per l'FD₀, ai clienti morosi, entrambi disciplinati dal TIVG (di seguito: meccanismi di reintegrazione degli oneri della morosità o meccanismi di reintegrazione). Gli oneri di tali meccanismi di reintegrazione sono posti a carico dell'elemento UG3₀ della componente UG3 della tariffa obbligatoria dei servizi di distribuzione e misura, di cui al comma 40.3, lettera h) del testo della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG).

Entrambi i servizi in questione sono erogati da operatori individuati attraverso specifiche procedure di selezione, disciplinate dall'Autorità sulla base degli indirizzi emanati con decreto del Ministro dello sviluppo economico. Al riguardo, la delibera 21 luglio 2020, 283/2020/R/gas, ha confermato, in continuità con la precedente assegnazione dei servizi, una durata dell'assegnazione uguale sia per il FUI che per l'FD₀ e pari a un anno termico: l'opportunità di prevedere la medesima durata delle assegnazioni discende dalle possibili complementarità nello svolgimento dei servizi; inoltre, l'assegnazione per un solo anno termico permette di individuare un arco temporale che, da un lato, sia sufficiente a consentire il recupero dei costi associati all'erogazione dei servizi e, dall'altro, risulti coerente con il complessivo contesto di mercato, oggetto di revisione ai sensi della legge n. 124/2017 e s.m.i. La richiamata delibera ha, altresì, confermato l'impianto complessivo già adottato dalla delibera 9 luglio 2019, 301/2019/R/gas, in merito a: i) la configurazione delle aree per l'assegnazione dei servizi e la loro conseguente erogazione, in ossequio al criterio di omogeneità tra le aree di assegnazione; ii) le condizioni economiche applicate ai clienti; iii) le informazioni da rendere disponibili ai partecipanti alle procedure concorsuali; iv) i meccanismi di reintegrazione degli oneri non recuperabili della morosità dei clienti che usufruiscono dei servizi in questione.

Nel mese di settembre 2020 Acquirente unico ha svolto le procedure concorsuali per l'individuazione dei fornitori dei servizi di ultima istanza. Le tavole 8.2 e 8.3 mostrano, per ciascuna macro-area, la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FUI e il relativo quantitativo annuo di gas offerto, nonché la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FD₀.

⁷ La sentenza n. 2986/2014 del Consiglio di Stato, in accoglimento degli appelli dell'Autorità avverso le sentenze del TAR Lombardia di annullamento della regolazione del servizio di *default*, ha, infatti, confermato la legittimità dell'intero assetto anche con riferimento alle previsioni che stabiliscono che le attività funzionali alla fornitura del medesimo servizio possono essere effettuate dall'impresa di distribuzione.

CAPITOLO 8

TAV. 8.2 *Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione dei FUI per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1° ottobre 2020-30 settembre 2021*

AREE DI PRELIEVO	ORDINE DI MERITO	SOCIETA'	VALORE DEL PARAMETRO β IN TERMINI DI VARIAZIONE DI PREZZO RISPETTO ALLA PARTE VARIABILE DELLA COMPONENTE RELATIVA ALLA COMMERCIALIZZAZIONE DELLA VENDITA AL DETTAGLIO QVD DI CUI ALL'ART. 7 DEL TIVG, ESPRESSA IN c€/S(m ³)	QUANTITATIVO DI GAS NATURALE CHE SI DICHIARA DISPONIBILE A FORNIRE IN QUALITA' DI FUI PER L'INTERA DURATA DEL SERVIZIO, ESPRESSO IN S(m ³) A P.C.S. 38,1 MJ/S(m ³)
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1°	Hera Comm	24,76	60.500.000
	2°	Enel Energia	30,90	60.000.200
2. Lombardia	1°	Hera Comm	22,86	60.500.000
	2°	Enel Energia	25,10	60.000.200
3. Trentino-Alto Adige e Veneto	1°	Hera Comm	22,46	60.500.000
	2°	Enel Energia	37,10	60.000.200
4. Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna	1°	Hera Comm	11,66	60.500.000
	2°	Enel Energia	24,10	60.000.200
5. Toscana, Umbria e Marche	1°	Hera Comm	20,66	60.500.000
	2°	Enel Energia	27,10	60.000.200
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	1°	Hera Comm	13,56	60.500.000
	2°	Enel Energia	15,10	60.000.200
7. Lazio	1°	Hera Comm	20,66	60.500.000
	2°	Enel Energia	22,10	60.000.200
8. Campania	1°	Hera Comm	26,86	60.500.000
	2°	Enel Energia	32,10	60.000.200
9. Sicilia e Calabria	1°	Enel Energia	14,10	60.000.200
	2°	Hera Comm	20,66	60.500.000

Fonte: ARERA.

MERCATI RETAIL • Intersettoriale

TAV. 8.3 *Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione degli FD_0 per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1° ottobre 2020-30 settembre 2021*

AREE DI PRELIEVO	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	VALORE DEL PARAMETRO γ QUALE VARIAZIONE DI PREZZO RISPETTO ALLA PARTE VARIABILE DELLA COMPONENTE RELATIVA ALLA COMMERCIALIZZAZIONE DELLA VENDITA AL DETTAGLIO QVD DI CUI ALL'ART. 7 DEL TIVG, ESPRESSA IN c€/S(m ³)
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1°	Hera Comm	23,63
	2°	Enel Energia	29,90
2. Lombardia	1°	Hera Comm	22,86
	2°	Enel Energia	26,30
3. Trentino-Alto Adige e Veneto	1°	Enel Energia	26,50
	2°	Hera Comm	49,31
4. Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna	1°	Hera Comm	25,76
	2°	Enel Energia	27,20
5. Toscana, Umbria e Marche	1°	Hera Comm	29,36
	2°	Enel Energia	38,70
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	1°	Hera Comm	29,26
	2°	Enel Energia	33,30
7. Lazio	1°	Enel Energia	32,50
	2°	Hera Comm	37,78
8. Campania	1°	Enel Energia	36,20
	2°	Hera Comm	59,81
9. Sicilia e Calabria	1°	Enel Energia	36,30
	2°	Hera Comm	59,11

Fonte: ARERA

Servizio di default di trasporto

Il servizio di *default* di trasporto (SdD_r), disciplinato dall'Autorità con delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, afferisce ai punti di riconsegna allacciati alla rete di trasporto ed è finalizzato a garantire il bilanciamento di tale rete in relazione ai prelievi di gas che si possono verificare presso punti di riconsegna che restano privi dell'utente di trasporto e di bilanciamento (UdB), a seguito della risoluzione del contratto di trasporto o del mancato conferimento della relativa capacità. La regolazione in materia prevede che l'impresa maggiore di trasporto, al fine di ridurre i casi di attivazione dell'SdD_r, possa organizzare e svolgere procedure a evidenza pubblica per la selezione di uno o più venditori che si impegnino, nelle ipotesi in cui dovesse essere attivato l'SdD_r, ad assumere la qualifica di fornitori transitori (FT_r); l'Autorità ha, altresì, definito gli indirizzi applicabili alle procedure a evidenza pubblica per la loro selezione.

CAPITOLO 8

A partire dall'anno termico 2015-2016, Snam Rete Gas ha deciso di erogare direttamente l'SdD_T e di non voler esercitare, pertanto, la facoltà di individuare, mediante procedura a evidenza pubblica, uno o più FT_T.

Con le delibere 28 gennaio 2020, 19/2020/R/gas, e 8 settembre 2020, 328/2020/R/gas, l'Autorità ha prorogato rispettivamente sino al 30 settembre 2020 e sino al 31 settembre 2021 la disciplina transitoria e derogatoria applicabile nei confronti della società ILVA di cui all'art. 4 della delibera 6 agosto 2015, 417/2015/R/gas, precisando che tutti i riferimenti al fornitore transitorio, contenuti in tale articolo, devono intendersi compiuti nei confronti dell'impresa maggiore di trasporto in quanto soggetto esercente il servizio di *default* di trasporto nel predetto periodo e che, pertanto, il meccanismo di copertura dal rischio di mancato pagamento è disciplinato dall'art. 10 della delibera 249/2012/R/gas.

Similmente agli anni passati, in cui Snam Rete Gas ha svolto il servizio di *default* di trasporto direttamente, la società ha comunicato la sua disponibilità a svolgere l'SdD_T sulle reti regionali delle imprese regionali di trasporto anche per il periodo 1° ottobre 2020-30 settembre 2021, a seguito di specifiche richieste pervenute da parte di alcune imprese regionali di trasporto. Pertanto, con la delibera 29 settembre 2020, 355/2020/R/gas, l'Autorità è intervenuta al fine di garantire alle imprese regionali di trasporto, a partire dal 1° ottobre 2020, la possibilità che sia individuato con urgenza, in mancanza degli FT_T, un soggetto alternativo che assicuri l'erogazione dell'SdD_T con riferimento ai prelievi di gas sui punti di riconsegna allacciati alle reti regionali di trasporto. Il medesimo provvedimento ha, altresì, previsto che, con riferimento all'SdD_T sulle reti regionali delle imprese regionali di trasporto svolto da Snam Rete Gas, venga applicata la regolazione prevista per gli FT_T ai sensi della delibera 249/2012/R/gas, a eccezione delle condizioni economiche e del meccanismo di copertura del rischio di mancato pagamento, per le cui fattispecie si applica la disciplina prevista per l'SdD_T. In particolare, il citato meccanismo di copertura è definito con la delibera 4 agosto 2016, 466/2016/R/gas, al fine di garantire un livello adeguato e proporzionato di efficienza nella gestione dei crediti nei confronti degli utenti dell'SdD_T, in coerenza coi principi di diligenza specifica e di contenimento degli oneri per il sistema, come declinati alla luce delle peculiarità del servizio di *default* di trasporto. Gli oneri derivanti dal meccanismo appena descritto sono posti a carico dell'elemento UG3_{FT} della componente UG3 e a carico della componente tariffaria addizionale della tariffa di trasporto UG3_T, di cui al comma 26.1, lettera i), della Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale (RTTG). Con la delibera 27 dicembre 2019, 578/2019/R/gas, l'Autorità ha aggiornato in diminuzione il livello di detti corrispettivi a partire dal 1° gennaio 2020.

Strumenti a disposizione dei clienti finali

Portale Offerte luce e gas

Con la delibera 1° febbraio 2018, 51/2018/R/com, così come modificata dalla delibera 5 marzo 2019, 85/2019/R/com, l'Autorità ha adottato il Regolamento per la realizzazione e la gestione, da parte del Gestore del Sistema informativo integrato (Gestore del SII), di un Portale delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale (c.d. Portale Offerte o PO), ai sensi dell'art. 1, comma 61 della legge n. 124/2017.

Il Portale Offerte contiene offerte fisse e offerte variabili di mercato libero, offerte PLACET, nonché la spesa dei regimi di tutela sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale. Si tratta di offerte tutte rivolte ai clienti domestici, alle imprese del settore elettrico alimentate in bassa tensione, ai condomini a uso domestico con consumi di gas inferiori a 200.000 S(m³)/anno, alle imprese del settore del gas con consumi inferiori a 200.000 S(m³)/anno.

Nel corso del 2020 sono stati effettuati interventi volti a migliorare l'adeguatezza tecnologica del Portale Offerte; in particolare, è stata completata la migrazione del Portale Offerte su Azure, piattaforma *cloud* creata da Microsoft. Utilizzare servizi basati sul *cloud* consente di dimensionare in maniera puntuale le risorse di cui si ha bisogno con totale flessibilità e scalabilità: ciò significa essere in grado di aumentare o diminuire le risorse necessarie in qualsiasi momento, in funzione delle proprie esigenze.

La progettazione e l'implementazione del Portale Offerte sono incentrate a garantire la facilità di consultazione da parte dell'utente finale. A tal fine è stata svolta un'analisi di fruibilità e semplicità di consultazione del Portale, valutandone l'utilizzo sia mediante PC-*desktop*, sia attraverso dispositivi mobili. Dal monitoraggio degli accessi si evince che complessivamente, dal 1° luglio 2018 al 31 dicembre 2020, il sito ha avuto un totale di 1.640.436 visite, mentre le pagine visualizzate in totale sono state 12.997.526, di cui il 60% tramite *desktop* e il 32% tramite *smartphone*.

Al fine di perseguire l'obiettivo di migliorare gli strumenti di confrontabilità tra le offerte disponibili sul mercato, sono proseguite nel corso del 2020 le attività relative all'estensione delle funzionalità del Portale Offerte.

Nel corso del biennio 2019-2020 è stato effettuato un costante monitoraggio delle offerte di mercato e delle richieste degli operatori. A seguito di tale attività, è stata valutata l'implementazione di un nuovo tracciato, mediante cui è stato possibile effettuare la comparazione delle offerte prima considerate non simulabili, tra cui, a titolo esemplificativo, offerte a scaglioni, offerte con sconti limitati nel tempo o applicabili a specifiche voci di spesa, offerte *fiat*.

Il Portale Offerte dispone di numerosi filtri e opzioni per l'affinamento della ricerca (per esempio, sulla base di uno specifico operatore, ovvero in base alla presenza di offerte soggette a sconto ecc.) che permettono all'utente di selezionare l'offerta che meglio risponde alle sue esigenze. Nel corso del 2020 sono state introdotte, inoltre, consistenti modifiche alla fruibilità e al *layout* del Portale, con il duplice obiettivo di renderlo di più facile utilizzo per l'utente e di fornirgli il maggior numero di informazioni utili. In particolare, sono state apportate le seguenti implementazioni:

- ricerca e organizzazione dei filtri, con l'introduzione di filtri avanzati in fase di ricerca delle offerte e distinzione tra ricerca semplice e ricerca avanzata, tramite l'inserimento di filtri di maggior dettaglio (relativi a categoria dell'offerta, offerte verdi, promozioni, sconti, prodotti e servizi aggiuntivi, modalità di pagamento, modalità di attivazione ecc.);
- differenziazione grafica nella visualizzazione dell'offerta di maggior tutela, che rimane posizionata sempre in alto nel *ranking* delle offerte;
- inserimento della voce "Codice offerta" nella schermata di *ranking* delle offerte;
- visualizzazione e calcolo del risparmio delle singole offerte rispetto al servizio di tutela;
- inserimento della voce "Spesa netta imposte stimata" nella scheda di dettaglio delle offerte;
- differenziazione, all'interno della scheda di dettaglio, della visualizzazione delle componenti di prezzo c.d. passanti nel calcolo della spesa annua rispetto a quelle stabilite dal venditore;

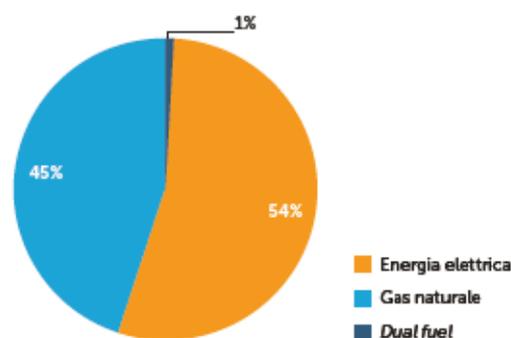
CAPITOLO 8

- implementazione del Video tutorial (che guida il consumatore nella navigazione del Portale e in fase di ricerca delle offerte) e introduzione della sezione Domande frequenti (contenente i quesiti posti più frequentemente e le relative risposte).

Al 31 dicembre 2020 le offerte presenti nel database del Portale Offerte sono risultate complessivamente 5.015, di cui 2.938 di mercato libero e 2.077 offerte PLACET. Le tipologie di offerte presenti erano variegata: a titolo esemplificativo, si annoveravano offerte a sconto sui servizi di tutela o soggette ad altro tipo di sconto (per esempio sconti di benvenuto), offerte con prezzo differenziato per scaglioni di consumo, offerte con prezzi differenziati nel corso dei 12 mesi.

Per il settore elettrico erano disponibili complessivamente 2.696 offerte, per quello del gas naturale 2.245; le offerte *dual fuel* erano 74 (Fig. 8.1).

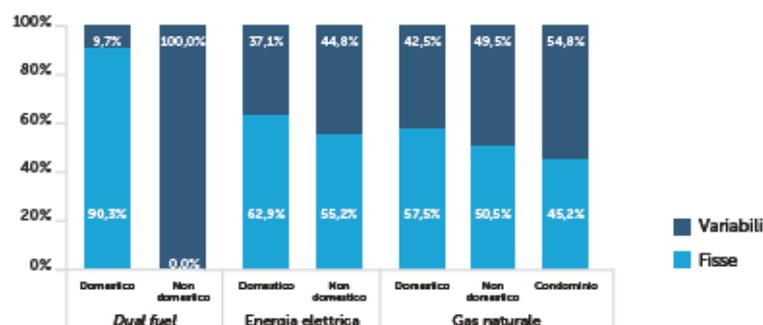
FIG. 8.1 Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2020, distinte per commodity



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Come riportato nella figura 8.2, per il settore elettrico, il 62,9% delle offerte rivolte ai clienti domestici è a prezzo fisso, mentre per i clienti non domestici tale percentuale si attesta al 55,2%; per il settore del gas naturale si rileva la prevalenza di offerte a prezzo fisso sia per i clienti domestici, pari al 57,5%, sia per i clienti non domestici, con il 50,5%.

FIG. 8.2 Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2020, distinte per tipologia di cliente finale, commodity e tipologia di prezzo

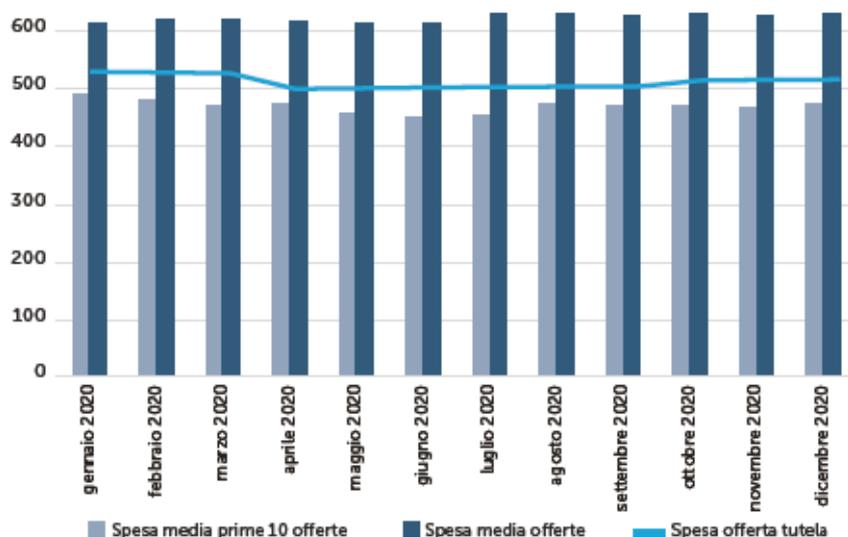


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

MERCATI RETAIL • Intersettoriale

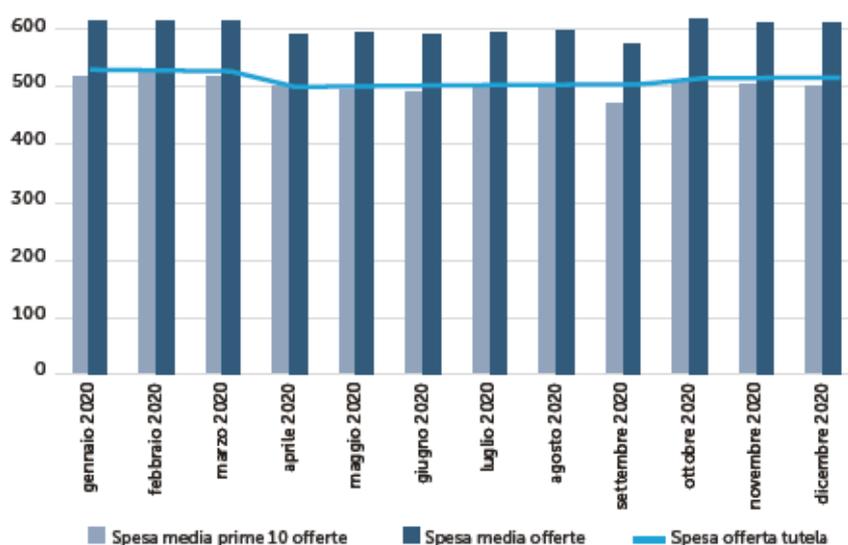
Dal monitoraggio periodico dei prezzi delle offerte dell'energia elettrica presenti nel Portale Offerte emerge che nel 2020 per un cliente domestico tipo⁸ la spesa media al lordo delle imposte associata alle offerte a prezzo fisso dei primi 10 operatori è risultata dell'8% inferiore rispetto alla spesa di maggior tutela al lordo delle imposte, mentre quella associata alle offerte a prezzo variabile è risultata più bassa del 2%.

FIG. 8.3 *Andamento delle spese medie relative alle offerte fisse di energia elettrica per cliente domestico tipo*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 8.4 *Andamento delle spese medie relative alle offerte variabili di energia elettrica per cliente domestico tipo*



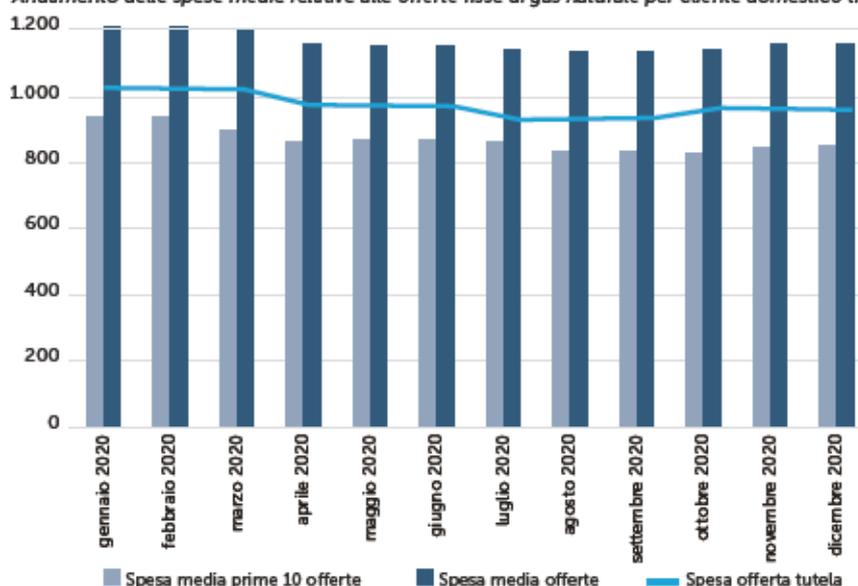
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

⁸ Si considera utente tipo domestico per l'energia elettrica un cliente domestico residente, con consumo di 2.700 kWh, prezzo biorario, potenza pari a 3 kW e ubicato a Milano (cap 20132).

CAPITOLO 8

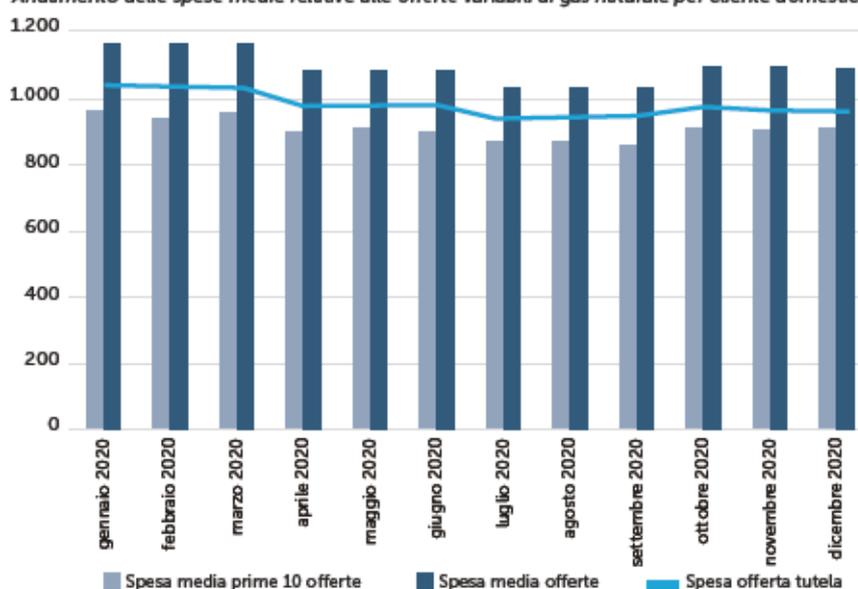
Considerando, inoltre, la *commodity* gas naturale, si evidenzia che nel 2020 per un cliente domestico tipo⁹ la spesa media al lordo delle imposte associata alle offerte a prezzo fisso dei primi 10 operatori è risultata del 10% inferiore rispetto alla spesa di tutela gas al lordo delle imposte, mentre quella associata alle offerte a prezzo variabile è risultata più bassa del 7%.

FIG. 8.5 Andamento delle spese medie relative alle offerte fisse di gas naturale per cliente domestico tipo



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 8.6 Andamento delle spese medie relative alle offerte variabili di gas naturale per cliente domestico tipo



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

⁹ Si considera utente tipo domestico per il gas naturale un cliente domestico con consumo di 1.400 Sm³, per uso cottura, riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria, contatore < G6 e utricato a Milano (cap 20132).